



Comisión Nacional de Riego.

**MANUAL DE DISEÑO DE
PROYECTOS ELÉCTRICOS
PARA OBRAS DE RIEGO.**

The logo for PSI Consultores, featuring a stylized 'P' symbol followed by the text 'PSI Consultores'.

DICIEMBRE 2010



COMISIÓN NACIONAL DE RIEGO

Manual de diseño de proyectos eléctricos y proyectos tipos para las soluciones de energización de los equipos componentes de un sistema de riego. Obras ley 18.450

MANUAL DE DISEÑO DE PROYECTOS ELÉCTRICOS

CONTENIDO

PREÁMBULO	7
PARTE I	9
MANUAL DE DISEÑO	9
1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE UN SISTEMA DE RIEGO TECNIFICADO.....	14
2 NORMAS PARA PROYECTOS ELÉCTRICOS DE OBRAS DE RIEGO.....	16
3 INSTALACIÓN ELÉCTRICA PARA PROYECTOS DE RIEGO	18
4 CRITERIOS DE DISEÑOS PARA PROYECTOS ELÉCTRICOS DE OBRAS DE RIEGO	27
4.1 EXTENSIÓN DE LA RED PÚBLICA EN ALTA O BAJA TENSIÓN.....	27
4.2 EMPALME CON LA EMPRESA DISTRIBUIDORA	27
4.2.1 CRITERIOS PARA SELECCIÓN DE EMPALMES.....	29
4.3 TARIFAS ELÉCTRICAS.....	30
4.3.1 RESUMEN DE LOS CARGOS TARIFARIOS	31
4.3.2 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES RESPECTO A LAS TARIFAS ELÉCTRICAS	32
4.4 SISTEMAS DE PARTIDA DE MOTORES DE BOMBAS	34
4.5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE MOTORES DE BOMBAS.....	41
4.6 INSTALACIÓN INTERIOR	47
4.6.1 GENERALIDADES	47
4.6.2 ALIMENTADORES	47
4.6.3 TABLEROS ELÉCTRICOS.....	48
4.6.4 MATERIALES Y SISTEMAS DE CANALIZACIÓN	49
4.6.5 CANALIZACIONES SUBTERRÁNEAS.....	49
4.7 CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA	50
4.7.1 CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA MEDIANTE CONEXIÓN DE BANCOS DE CONDENSADORES ESTÁTICOS	51
4.7.2 CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA MEDIANTE CONTROLADORES AUTOMÁTICOS	52
4.7.3 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES RESPECTO AL FACTOR DE POTENCIA	54
4.8 PUESTA A TIERRA	54
PARTE II	57
MANUAL DE REVISIÓN DE PROYECTOS ELÉCTRICOS DE OBRAS DE RIEGO	57
1 PROCEDIMIENTOS PARA PRESENTACIÓN Y REVISIÓN DE PROYECTOS	63
1.1 FORMATOS Y ANTECEDENTES CONTENIDOS EN EL PROYECTO	63
1.2 REVISIÓN DE LOS ASPECTOS TÉCNICOS	66
1.3 REVISIÓN DE COSTOS DE LOS PROYECTOS	74
2 PROCEDIMIENTOS PARA INSPECCIÓN Y RECEPCIÓN DE LAS OBRAS	76
2.1 PRUEBAS DE RECEPCIÓN.....	76
2.1.1 REVISIÓN Y PRUEBAS DE TABLEROS ELÉCTRICOS	76
2.1.2 PRUEBAS DE CONDUCTORES	79
2.1.3 PRUEBAS DE CONEXIONADO	80
2.1.4 VERIFICACIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	83
2.1.5 PRUEBAS DE OPERACIÓN Y REGISTRO DE CONSUMOS.....	84
2.1.6 PROTOCOLOS DE PRUEBAS Y CERTIFICADOS DE FABRICANTES.....	86
2.2 RECEPCION DE LAS OBRAS	86

PARTE III	89
BASES TÉCNICAS MANUAL DE DISEÑO DE PROYECTOS ELÉCTRICOS DE OBRAS DE RIEGO.....	89
1 CRITERIOS DE DISEÑO PARA PROYECTOS ELÉCTRICOS DE OBRAS DE RIEGO	95
1.1 EXTENSIÓN DE LA RED PÚBLICA EN ALTA O BAJA TENSIÓN	95
1.2 EMPALME CON LA EMPRESA DISTRIBUIDORA	95
1.2.1 CRITERIOS PARA SELECCIÓN DE EMPALMES	97
1.2.2 POTENCIAS NORMALIZADAS PARA EMPALMES	97
1.3 TARIFAS ELÉCTRICAS	100
1.3.1 TARIFAS EN BAJA TENSIÓN	101
1.3.2 TARIFAS EN ALTA TENSIÓN	106
1.3.3 CONCEPTOS CONTENIDOS EN LAS TARIFAS ELÉCTRICAS	107
1.3.4 EJEMPLOS DE ANÁLISIS TARIFARIO	109
1.3.5 EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	120
1.3.6 CONCLUSIONES RESPECTO DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS	122
1.4 SISTEMAS DE PARTIDA DE MOTORES DE BOMBAS	124
1.4.1 SISTEMAS DE PARTIDA DE MOTORES	124
1.4.2 COMPARACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA ENTRE SISTEMAS DE PARTIDA	130
1.5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE MOTORES.....	133
1.6 INSTALACIÓN INTERIOR.....	136
1.6.1 GENERALIDADES	136
1.6.2 ALIMENTADORES.....	136
1.6.3 TABLEROS ELÉCTRICOS.....	137
1.6.4 MATERIALES Y SISTEMAS DE CANALIZACIÓN	138
1.6.5 CANALIZACIONES SUBTERRÁNEAS.....	139
1.7 CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA	139
1.7.1 CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA MEDIANTE CONEXIÓN DE BANCOS DE CONDENSADORES ESTÁTICOS	141
1.7.2 CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA MEDIANTE CONTROLADORES AUTOMÁTICOS	142
1.7.3 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES RESPECTO AL FACTOR DE POTENCIA	142
1.8 PUESTA A TIERRA	143
2 PRECIOS UNITARIOS	144

ANEXO 1.....	153
---------------------	------------

SIMBOLOGÍA PARA PLANOS ELÉCTRICOS

ANEXO 2

PROYECTOS TIPO

PREÁMBULO

Este Manual de Diseño de Proyectos Eléctricos para obras de riego, constituye una referencia para el diseño, revisión, ejecución, inspección y recepción de las instalaciones eléctricas de un sistema de riego tecnificado, en particular para aquellos que participen en los concursos de fomento a obras de riego, según lo establecido en la Ley 18.450.

El desarrollo de este Manual, está basado en las normas que regulan el diseño, el suministro de equipos y materiales, la ejecución, pruebas y puesta en servicio de obras de electricidad vigentes en Chile a la fecha de preparación del Manual, normas que se listan a continuación:

- Decreto con Fuerza de Ley N° 1 de 1982. Ley General de Servicios Eléctricos.
- Nch. Elec. 4/2003. Electricidad. Instalaciones de Consumo en Baja Tensión.
- NSEG. 5 En. 71. Electricidad. Instalaciones de Corrientes Fuertes.
- Nch. Elec. 2/84. Electricidad. Elaboración y Presentación de Proyectos.
- Nch. Elec. 10/84. Electricidad. Trámite para la Puesta en Servicio de una Instalación Interior.

El Manual ha sido estructurado en tres partes:

La primera parte, denominada Manual de Diseño de Proyectos Eléctricos, compila las normas técnicas y criterios de diseño que deben cumplir los proyectos de instalaciones eléctricas de proyectos de riego que postulan al beneficio de la Ley N° 18.450, tanto en la etapa de diseño, como de ejecución y recepción de las obras, así como en la etapa de presentación del proyecto en la etapa de postulación del proyecto a la mencionada Ley.

La segunda parte, denominada Manual de Revisión de Proyectos Eléctricos, contiene los requisitos administrativos y técnicos que deben cumplir los proyectos eléctricos tanto en su etapa de proyecto como en la etapa de inspección y recepción de las obras. Para ello se presentan formularios o protocolos que deben ser completados por los distintos participantes en los proyectos.

La tercera parte, denominada Bases Técnicas, contiene los fundamentos y bases de cálculo de las conclusiones o indicaciones descritas en la primera parte, entregando una herramienta de consulta más específica y detallada a quienes deseen profundizar en las bases o en los temas resumidos en la primera parte.

El Manual, contiene dos anexos, el primero, contiene la simbología utilizada para el diseño de proyectos eléctricos, según las normas vigentes. El segundo anexo, contiene ejemplos de aplicación de proyectos eléctricos de obras de riego, ejemplos que están desarrollados sobre la bases de las indicaciones entregadas en este Manual. El objetivo de estos ejemplos, es mostrar los formatos y el nivel de detalle mínimo que deben cumplir los proyectos eléctricos de obras de riego que postulen a la Ley N° 18.450.

PARTE I

Manual de Diseño de Proyectos Eléctricos de Obras de Riego

INTRODUCCIÓN

En este Manual se tratan aspectos generales y particulares que deben considerar los proyectos eléctricos de obras de riego, tanto técnico – normativos, como administrativos, entregando un resumen de las normas nacionales que se deben respetar, los procedimientos que se deben seguir para la presentación del proyecto que postula al beneficio de la Ley 18.450 y los procedimientos que se deben seguir para la inspección y recepción de las obras eléctricas.

Tanto los criterios de diseño como los procedimientos para inspección y recepción de obras propuestos en este Manual, se basan en las normas nacionales aplicables a instalaciones eléctricas, según se describe en el capítulo correspondiente a “Normas Para Proyectos Eléctricos de Obras de Riego”.

Se incluye además un apartado con la estimación de precios unitarios de las partidas más comunes que componen una instalación eléctrica, con el objetivo de servir de guía para determinar el orden de magnitud del costo asociado a la instalación eléctrica de una obra de riego.

TERMINOLOGÍA

A continuación se definen los términos técnicos utilizados en el presente Manual, correspondiendo a un extracto de la terminología señalada en la norma Nch. Elec. 4/2003, más algunos términos complementarios.

AISLACIÓN:

Conjunto de elementos utilizados en la ejecución de una instalación o construcción de un aparato o equipo y cuya finalidad es evitar el contacto con o entre partes activas.

AISLAMIENTO:

Magnitud numérica que caracteriza la aislación de un material, equipo o instalación.

APARATO:

Elemento de la instalación destinado a controlar el paso de la energía eléctrica.

APROBADO:

Aceptado por una entidad técnica, designada por la Superintendencia de acuerdo a sus facultades, mediante una certificación escrita en donde constan las características de funcionamiento y las normas de acuerdo a las cuales se efectuaron las pruebas de aprobación.

ARTEFACTO:

Elemento fijo o portátil, parte de una instalación, que consume energía eléctrica.

CANALIZACIÓN:

Conjunto formado por conductores eléctricos y los accesorios que aseguran su fijación y protección mecánica.

- **A la vista:** Canalizaciones que son observables a simple vista.
- **Subterránea:** Canalizaciones que van enterradas en el suelo.

CARGA:

Es todo artefacto, equipo o instalación cuyo mecanismo u operación requiere del consumo de energía eléctrica para su funcionamiento.

CARGA TOTAL CONECTADA:

Corresponde a la suma aritmética de las potencias nominales de los artefactos o componentes de la instalación. Se puede también aplicar esta definición a partes de la instalación o sistema.

CIRCUITO:

Conjunto de artefactos alimentados por una línea común de distribución, la cual es protegida por un único dispositivo de protección.

CONDUCTOR:

Hilo metálico, de cobre dentro del alcance de esta Norma, de sección transversal frecuentemente cilíndrico o rectangular, destinado a conducir corriente eléctrica. De acuerdo a su forma constructiva podrá ser designado como alambre, si se trata de una sección circular sólida única, barra si se trata de una sección rectangular o conductor cableado si la sección resultante está formada por varios alambres iguales de sección menor.

- **Conductor activo:** Conductor destinado al transporte de energía eléctrica. Se aplicará esta calificación a los conductores de fase y neutro de un sistema de corriente alterna o a los conductores positivo, negativo y neutro de sistemas de corriente continua.
- **Conductor aislado:** Conductor en el cual su superficie está protegida de los contactos directos mediante una cubierta compuesta de una o más capas concéntricas de material aislante.
- **Conductor desnudo:** Conductor en el cual su superficie está expuesta al contacto directo sin protección de ninguna especie.

CONECTOR:

Dispositivo destinado a establecer una conexión eléctrica entre dos o más conductores.

COS (ϕ):

Representa al coseno del ángulo de desfase entre la variable de voltaje y corriente en un sistema eléctrico. Este valor también se conoce como Factor de Potencia (FP).

DEMANDA:

La demanda de una instalación, sistema eléctrico o parte de él, es la carga de consumo en el punto considerado, promediada sobre un intervalo de tiempo dado. Se expresa en unidades de potencia.

- **Demanda máxima:** Es la mayor demanda de la instalación, sistema eléctrico o parte de él que ocurre en un período de tiempo dado. Se expresa en unidades de potencia.
- **Demanda, factor de:** Es la razón, definida sobre un período de tiempo dado, entre la demanda máxima de la instalación o sistema y la carga total conectada. Se entenderá por carga total conectada a la suma aritmética de las potencias nominales de los artefactos o componentes de la instalación. Se puede también aplicar esta definición a partes de la instalación o sistema.

DIVERSIDAD, FACTOR DE:

Es la razón entre la suma de las demandas máximas individuales de cada una de las subdivisiones de una instalación o sistema y la demanda máxima de la instalación o sistema completo.

ENERGÍA ELÉCTRICA:

Se denomina energía eléctrica a la forma de energía que resulta de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos, lo que permite establecer una corriente eléctrica entre ambos, cuando se les coloca en contacto por medio de un conductor eléctrico, para obtener trabajo.

EQUIPO ELÉCTRICO:

Término aplicable a aparatos de maniobra, regulación, seguridad o control y a los artefactos y accesorios que forman parte de una instalación eléctrica.

FALLA:

Unión entre dos puntos a potencial diferente o ausencia temporal o permanente de la energía al interior o exterior de una instalación, que provoca una condición anormal de funcionamiento de ella, de alguno de sus circuitos o de parte de éstos. Estas fallas pueden ser de los tipos siguientes:

- **Cortocircuito:** Falla en que su valor de impedancia es muy pequeño, lo cual causa una circulación de corriente particularmente alta con respecto a la capacidad normal del circuito, equipo o parte de la instalación que la soporta.
- **Falla a masa:** Es la unión accidental que se produce entre un conductor activo y la cubierta o bastidor metálico de un aparato, artefacto o equipo eléctrico.
- **Falla a tierra:** Unión de un conductor activo con tierra o con equipos conectados a tierra.
- **Falla fugaz:** Es aquella en que el agente que ocasiona la falla no deja evidencia ni rastro.
- **Falla instantánea:** Falla que tiene un tiempo de duración comprendido entre 0,5 y 30 ciclos. 1 ciclo corresponde a 1/50 segundos.
- **Falla permanente:** Falla que tiene una duración suficiente como para que los parámetros del circuito o parte del sistema en falla alcancen sus valores estables.
- **Falla transitoria:** Falla que tiene tiempo de duración comprendido entre 30 ciclos y 3 segundos.
- **Microcorte:** Corte de energía con un tiempo de duración comprendido entre 0,1 segundos y 3 minutos.
- **Sobrecorriente:** Corriente que sobrepasa el valor permisible en un circuito eléctrico; puede ser provocada por cualquiera de las condiciones de falla definidas en los párrafos precedentes o por una sobrecarga.

INSTALACION DE CONSUMO:

Instalación eléctrica construida en una propiedad particular, destinada al uso exclusivo de sus usuarios o propietarios, en la cual se emplea la energía eléctrica con fines de uso doméstico, comercial o industrial.

INSTALADOR ELÉCTRICO:

Persona autorizada por la Superintendencia para proyectar, dirigir y/o ejecutar instalaciones eléctricas.

INSTALACIONES DE BAJA TENSIÓN:

Según la norma NSEG. 5 En. 71, Instalaciones de Corrientes Fuertes, corresponden a las instalaciones cuya tensión nominal no excede de 1.000 Volts.

INSTALACIONES DE ALTA TENSIÓN:

Según la norma NSEG. 5 En. 71, Instalaciones de Corrientes Fuertes, corresponden a las instalaciones cuya tensión nominal sobrepasa los 1.000 Volts.

MASA:

Parte conductora de un equipo eléctrico, normalmente aislada respecto de los conductores activos, que en ciertos circuitos puede ser utilizada como conductor de retorno y que en condiciones de falla puede quedar energizada y presentar un potencial respecto del suelo.

PROTECCIONES:

Dispositivos destinados a desenergizar un sistema, circuito o artefacto cuando en ellos se alteran las condiciones normales de funcionamiento. Las protecciones más comunes se describen a continuación:

- **Disyuntor:** Dispositivo de protección provisto de un comando manual y cuya función es desconectar automáticamente una instalación o la parte fallada de ella, por la acción de un elemento termomagnético u otro de características de accionamiento equivalentes, cuando la corriente que circula por ella excede valores preestablecidos durante un tiempo dado.

- **Fusible:** Dispositivo de protección cuya función es desconectar automáticamente una instalación o la parte fallada de ella, por la fusión de un hilo conductor, que es uno de sus componentes, cuando la corriente que circula por ella excede valores preestablecidos durante un tiempo dado.

- **Protector térmico:** Dispositivo destinado a limitar la sobrecarga de artefactos eléctricos mediante la acción de un componente que actúa por variaciones de temperatura, generalmente un par bimetálico.

- **Protector diferencial:** Dispositivo de protección destinado a desenergizar una instalación, circuito o artefacto cuando existe una falla a masa; opera cuando la suma fasorial de las corrientes a través de los conductores de alimentación es superior a un valor preestablecido.

RUPTURA (CIERRE), CAPACIDAD DE:

Valor de la componente alterna de la corriente de cortocircuito, expresada en términos del valor efectivo (rms), que una protección puede cerrar, mantener durante el periodo de operación y despejar, al abrir en condiciones preestablecidas, sin que se alteren sus características constructivas ni de funcionamiento.

RED PÚBLICA:

Instalaciones eléctricas, de propiedad de empresas concesionarias de servicio público, destinadas a la generación, transporte y distribución de la energía eléctrica, de modo de servir desde ellas a instalaciones de consumo.

RÉGIMEN DE CARGA:

Es el parámetro que define el comportamiento de la carga de un equipo, circuito o instalación a través del tiempo.

SENSIBILIDAD:

Valor de corriente diferencial que hace operar a un protector diferencial. Se entenderá por corriente diferencial a la suma fasorial de los valores instantáneos de las corrientes que circulan a través de todos los conductores del circuito principal del protector.

SOBRECARGA:

Aumento de la potencia o corriente absorbida por un artefacto más allá de su valor nominal.

SUBCARGA:

Se refiere a aquellos artefactos, cargas o sistemas que consumen una potencia o corriente menor a su valor nominal.

TIERRAS:

- Tierra de referencia: Electrodo de tierra usado para efectos de medición o comparación, instalado en una zona del suelo, en particular de su superficie, lo suficientemente alejada del electrodo de tierra a medir o del punto de comparación, como para que no se presenten diferencias de potencial entre distintos puntos de ella.

- **Tierra, electrodos de:** Son conductores desnudos, enterrados, cuya finalidad es establecer contacto eléctrico con el suelo.

- **Tierra, línea de:** Conductor que une el electrodo de tierra con el punto de la instalación eléctrica que se quiere poner a tierra.

- **Tierra, poner a:** Consiste en unir un punto del circuito de servicio o la masa de algún equipo con el suelo.

- **Tierra, puesta a:** Conjunto de electrodos y líneas de tierra cuya finalidad es establecer el contacto eléctrico con el suelo.

- **Tierra de protección, puesta a:** Se entenderá por tierra de protección a la puesta a tierra de toda pieza conductora que no forma parte del circuito activo, pero que en condiciones de falla puede quedar energizada. Su finalidad es proteger a las personas contra tensiones de contacto peligrosas.

- **Tierra de servicio, puesta a:** Se entenderá por puesta a tierra de servicio a la conexión a tierra del neutro de la instalación.

- **Tierra, resistencia de puesta a:** Valor de resistencia eléctrica medido entre un electrodo de tierra y una tierra de referencia, más la resistencia eléctrica de la línea de tierra.

- **Tierra, resistividad específica de:** Es la resistencia eléctrica específica del suelo en consideración; usualmente se representa como la resistencia de un cubo de arista unitaria, medida entre dos caras opuestas de él. En el sistema internacional de unidades su unidad será el $\text{Ohm}\cdot\text{m}^2/\text{m} = \text{Ohm}\cdot\text{m}$.

TRABAJO:

Se define como el producto de la fuerza por el desplazamiento a través de la cual actúa la fuerza.

VALORES NOMINALES:

Son los valores de los parámetros de funcionamiento de un sistema, instalación, equipo o artefacto, definidos por su fabricante o instalador para identificarlos.

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE UN SISTEMA DE RIEGO TECNIFICADO

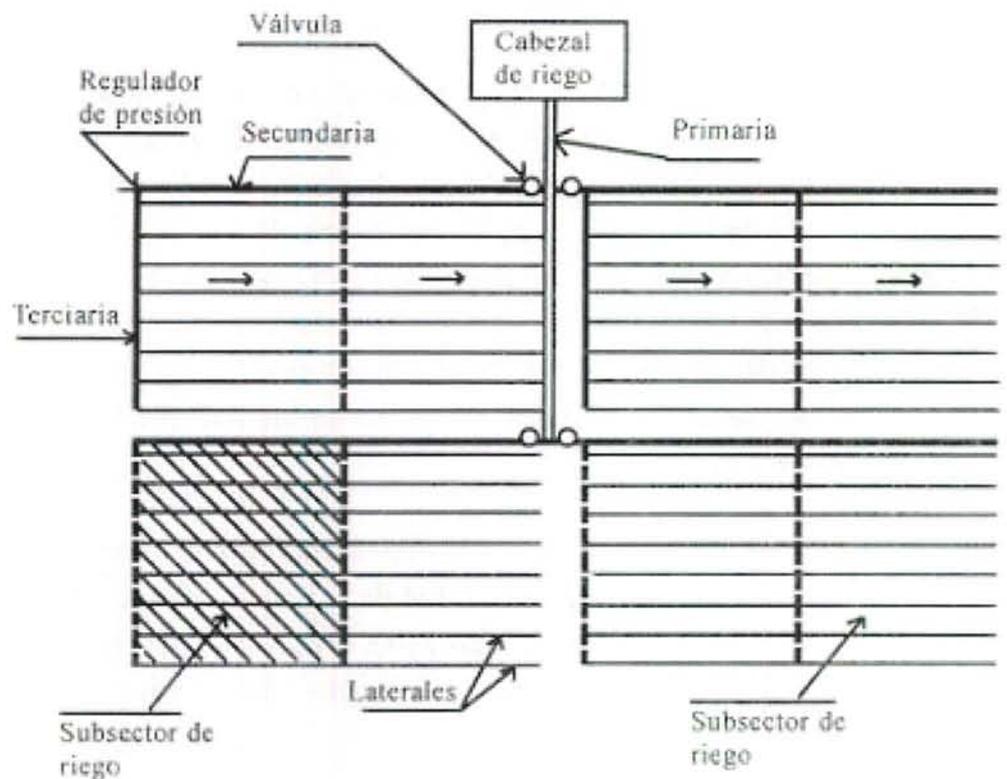
Como riego tecnificado, se entenderá a todo sistema de riego que requiera de mecanismos electromecánicos para mover el agua.

Los equipos de riego tecnificado permiten suministrar agua y fertilizantes en forma eficiente a la planta. El agua es conducida a cada planta a través de una red de tuberías y entregada por distintos emisores (goteros, asperores, microaspersores o cintas).

Una instalación típica de riego tecnificado está constituida por un cabezal de riego, aparatos de control hidráulico y una red de distribución (tuberías primarias o matrices, secundarias, terciarias y laterales que incluyen los emisores).

En la Figura N° I. 1.1, se presenta un esquema típico de un sistema de riego tecnificado, con todos los componentes señalados.

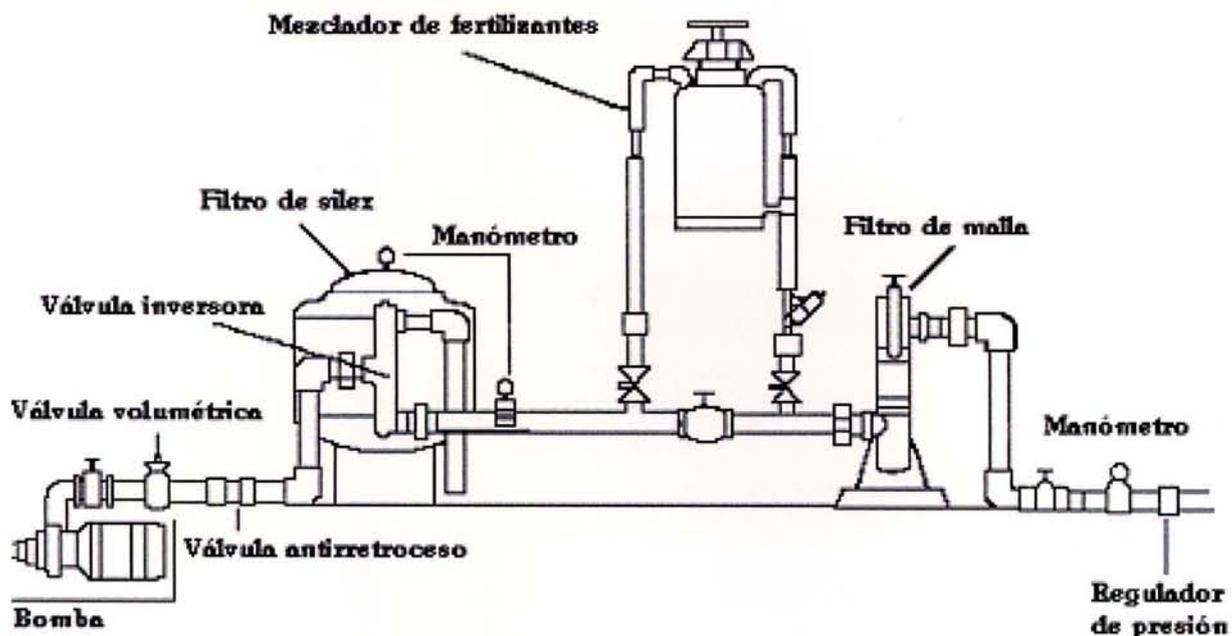
Figura N° I.1.1. Esquema de Sistema de Riego Tecnificado



Uno de los componentes principales en un sistema de riego tecnificado es el cabezal de riego, que corresponde al conjunto de equipos y elementos de riego utilizados para darle energía al agua, filtrarla, fertilizar y controlar presiones y caudales.

En la Figura I.1.2, se presenta un esquema de todos los componentes del cabezal de riego.

Figura N° I.1.2. Cabezal de Riego Tecnificado



2. NORMAS PARA PROYECTOS ELÉCTRICOS DE OBRAS DE RIEGO

A continuación se indican las normas técnicas nacionales que deben cumplir los proyectos eléctricos de obras de riego que postulen a la Ley N° 18.450, tanto en la etapa de desarrollo del proyecto, presentación, ejecución y recepción de las obras.

- Decreto con Fuerza de Ley N° 1 de 1982. Ley General de Servicios Eléctricos.
- Nch. Elec. 4/2003. Electricidad. Instalaciones de Consumo en Baja Tensión.
- NSEG. 5 En. 71. Electricidad. Instalaciones de Corrientes Fuertes.
- Nch. Elec. 2/84. Electricidad. Elaboración y Presentación de Proyectos.
- Nch. Elec. 10/84. Electricidad. Trámite para la Puesta en Servicio de una Instalación Interior.

Estas normas regulan diversos aspectos, tanto administrativos como técnicos de las instalaciones eléctricas tanto en baja como en alta tensión.

A continuación se describen los aspectos particulares de las instalaciones eléctricas que son regulados por cada una de las normas indicadas anteriormente.

DECRETO CON FUERZA DE LEY N° 1 DE 1982. LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS:

Esta Ley, se refiere principalmente a aspectos relacionados con la generación, la transmisión, distribución y las funciones del Estado de Chile relacionadas con estas materias. Regulando principalmente los aspectos administrativos y técnicos relacionados con las concesiones de centrales de generación, líneas de transmisión y líneas de distribución, permisos municipales, servidumbres de paso y sistemas de tarifas.

En general esta Ley, es aplicable a empresas dedicadas a la generación, transmisión y distribución de energía, sin afectar mayormente a los clientes o consumidores finales, con excepción de lo referente a las tarifas eléctricas, lo que será tratado en un apartado especialmente dedicado a este tema.

NCH. ELEC. 4/2003. ELECTRICIDAD. INSTALACIONES DE CONSUMO EN BAJA TENSIÓN.

Esta norma es la que regula todo lo referente a instalaciones de consumo en baja tensión, en cuanto a la calidad de los materiales y métodos de montaje. Luego, es la norma que debe ser aplicada a toda instalación eléctrica conectada a una red de alimentación en baja tensión, es decir en voltaje de 220 V o 380 V.

En esta norma se regulan los aspectos que deben cumplir todas las instalaciones eléctricas en baja tensión, ya sean de tipo industrial, comercial, residencial o particulares tales como instalaciones hospitalarias e instalaciones en recintos peligrosos (expendios de combustibles, recintos donde se almacenan elementos explosivos, etc). Los aspectos normados comienzan en el punto de empalme con la compañía eléctrica distribuidora local hasta los artefactos eléctricos tales como enchufes y luminarias.

Esta norma eléctrica es la que debe ser respetada por todas las instalaciones eléctricas, independiente del tipo de ésta, incluyendo las instalaciones eléctricas de sistemas de riego.

Dado lo anterior, todas las indicaciones, normas y criterios de diseño atinentes a instalaciones de riego, indicadas en Manual de Diseño de Proyectos Eléctricos para Obras de Riego, estarán basadas y respetarán las indicaciones indicadas en esta Norma.

NSEG. 5 EN. 71. ELECTRICIDAD. INSTALACIONES DE CORRIENTES FUERTES.

Esta norma tiene por objeto fijar las disposiciones para la ejecución de instalaciones eléctricas de corrientes fuertes y para el mejoramiento o modificación de las existentes.

Son consideradas como instalaciones de corrientes fuertes aquellas que presentan en ciertas circunstancias un peligro para las personas o las cosas, entendiéndose como tales las instalaciones que sirven para generar, transportar, convertir, distribuir y utilizar energía eléctrica.

Estas normas son atinentes a aspectos técnicos de instalaciones de baja y alta tensión y son complementarias a las normas de baja tensión, Nch. Elec. 4/2003, por lo que deben ser cumplidas por toda instalación eléctrica que se construya tanto en baja como en alta tensión, incluyendo las instalaciones eléctricas relacionadas con proyectos de riego.

NCH. ELEC. 2/84. ELECTRICIDAD. ELABORACIÓN Y PRESENTACIÓN DE PROYECTOS.

Esta norma tiene por objetivo establecer las disposiciones técnicas que deben cumplirse en la elaboración y presentación de proyectos u otros documentos relacionados con instalaciones eléctricas, que deberán ser entregados a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, SEC.

Esta norma, especifica la presentación y contenido de los documentos, así como los tipos, formatos y contenido de planos que deben ser entregados al SEC por cada proyecto de instalación eléctrica.

Este procedimiento incluye a los proyectos de instalaciones eléctricas de proyectos de riego, por lo que estos proyectos deben respetar esta norma.

NCH. ELEC. 10/84. ELECTRICIDAD. TRÁMITE PARA LA PUESTA EN SERVICIO DE UNA INSTALACIÓN INTERIOR.

Esta norma establece el procedimiento general que se debe seguir para la Puesta En Servicio de una instalación interior de electricidad, definiendo como Puesta en Servicio la conexión de la instalación interior al suministro de energía eléctrica.

Se indican los procedimientos administrativos que debe cumplir tanto el propietario de la instalación como el instalador, para inscribir las obras eléctricas ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y solicitar su conexión ante las compañías eléctricas suministradoras.

Esta norma es general, para todo tipo de instalaciones eléctricas interiores, por lo que es aplicable en su totalidad a instalaciones eléctricas de proyectos de riego.

Luego, cada componente de las instalaciones eléctricas de proyectos de riego, deberán ser diseñadas, ejecutadas y puestas en servicio cumpliendo las normas antes indicadas.

En particular, los proyectos de obras eléctricas de riego, deben cumplir con los formatos y las tramitaciones ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, SEC y las empresas eléctricas de distribución, según lo establece en las normas Nch. Elec. 2/84 y Nch. Elec. 10/84.

3. INSTALACIÓN ELÉCTRICA PARA PROYECTOS DE RIEGO

Las instalaciones eléctricas requeridas para energización de los distintos sistemas de riego mecanizado, independiente del tipo de éste, presentan características comunes, ya que todos los sistemas de riego requieren de energización desde líneas de distribución públicas, ya sea en Alta o Baja Tensión, hacia tableros de fuerza y control y desde estos tableros hacia los distintos componentes, tales como motobombas, sensores, válvulas eléctricas, etc. Estas instalaciones pueden agruparse en las siguientes obras:

- a) Extensión de líneas de distribución públicas (alta o baja tensión)
- b) Empalme aéreo y equipo de medida
- c) Instalación de líneas de distribución interiores (alta o baja tensión)
- d) Subestación eléctrica y transformador
- e) Tablero General Auxiliar de fuerza y alumbrado
- f) Tablero de comando y control
- g) Líneas de alimentación a motores
- h) Líneas de alimentación a dispositivos de control
- i) Instalación de iluminación y enchufes en caseta de bombas
- j) Puesta a tierra

a) Extensión de líneas de distribución públicas:

Estas obras corresponden a las extensiones y/o refuerzos que debe realizar la empresa eléctrica de distribución local en sus líneas propias, ya sean de baja o alta tensión, con el fin de aproximarse al sector o lugar en que se habilitará la planta de bombeo y entregar la potencia solicitada por el propietario. La extensión podrá ser en baja o alta tensión, dependiendo de la disponibilidad de tensiones y potencias que la empresa tenga en el sector de emplazamiento de la planta. Esta extensión, abarca desde la derivación de una línea existente hasta el límite de la propiedad en donde se ubicará la planta de bombeo.

Estas extensiones de líneas de distribución pública, dependerán de las condiciones del sistema eléctrico de la empresa de distribución local y son proyectadas y ejecutadas por las mismas empresas eléctricas.

Generalmente, los costos de estos proyectos y ejecución de obras por la extensión y/o refuerzo de líneas de distribución pública, son cobrados por las empresas eléctricas a los propietarios que solicitan la ejecución de las obras, por concepto de "Aportes Reembolsables", montos que según la Ley vigente, son devueltos posteriormente al propietario en una modalidad pactada, como por ejemplo, descuentos en las facturas mensuales, entrega de acciones de la empresa eléctrica u otro.

Ejemplo de Línea Aérea de AT Pública:



b) Empalme Aéreo y Equipo de Medida:

Esta obra corresponde a la conexión de la instalación eléctrica interior del predio o terreno donde se ubica la planta de bombeo con la línea de distribución pública. Incluye los equipos de protección y medida requeridos para la operación y medición de consumos de la planta de bombeo.

Dependiendo del nivel de voltaje de las líneas de la red pública desde donde se alimente la instalación interior, los empalmes podrán ser de Baja o Alta Tensión.

Ejemplo de Empalme y Equipo de Medida de Alta Tensión:



c) Instalación de líneas de distribución interiores:

Estas obras corresponden a la instalación de líneas de distribución al interior de los predios particulares donde se instala el sistema de riego. Las líneas interiores pueden ser de baja o alta tensión, dependiendo del nivel de voltaje con el que se alimente al sistema eléctrico.

En el caso de líneas de distribución en alta tensión, estas recorren desde el punto de empalme con la empresa eléctrica distribuidora hasta la subestación o el transformador, donde se baja la tensión a niveles de uso domiciliario, esto es, 220 V monofásicos o 380 V trifásicos.

Las características particulares de estas líneas interiores, dependerán de cada proyecto, siendo normalmente líneas aéreas en conductor de cobre sobre postes de hormigón o de madera.

Ejemplo de Línea de Alta Tensión al interior de un Predio:



d) Sub-estación Eléctrica y Transformador:

Para alimentaciones en alta tensión, para adaptar el voltaje de la línea de distribución a niveles domiciliarios de baja tensión, establecidos en nuestro país, esto es 220 V en sistema monofásico y 380 V en sistema trifásico, se requiere la instalación de un transformador, de potencia adecuada para entregar la potencia que requiere el sistema de bombeo. Este transformador, debe contener aparatos de maniobra y de protección adecuados para la protección de las personas y de los mismos equipos. El conjunto compuesto por el transformador, equipos de protección y maniobra, normalmente recibe el nombre de subestación. Dependiendo del sistema de montaje y del tipo de transformador, las subestaciones se denominan Subestaciones Aéreas, Subestaciones de Superficie o Subestaciones Subterráneas, siendo las más comunes en sistemas de riego las de tipo aérea, en cuyo caso el transformador y sus protecciones se montan en uno o dos postes de hormigón armado.

Ejemplo de Subestación Aérea y Transformador:



e) Tablero General Auxiliar de Fuerza y Alumbrado (TGFyA):

Este corresponde al tablero principal que se instala al interior de la caseta de bombas y que se alimenta en baja tensión, ya sea desde el transformador de la subestación, en el caso de alimentación en Alta Tensión o bien desde la línea de distribución interior de Baja Tensión, en el caso de alimentación en Baja Tensión. Este tablero contiene principalmente los aparatos de protección y señalización, tales como luces piloto, interruptores termomagnéticos, protectores diferenciales, etc. A partir de este tablero, se alimentan a los tableros propios de comando y control de bombas y equipos auxiliares de la caseta de bombas, tales como enchufes y alumbrado.

f) Tablero de Comando y Control:

El tablero de comando y control de bombas es alimentado desde el Tablero General Auxiliar de Fuerza y Control. Principalmente contiene los partidores de motores y la lógica de operación de las bombas, tales como contactores, relés, temporizadores, PLC, etc. Desde este tablero se comandan, ya sea en forma manual o automática las partidas y paradas de las bombas.

Las operaciones comunes que comanda y controla este tablero son:

- Partida/Parada de la bomba, en modo manual o automático.
- Parada automática en caso de bajar el nivel de agua en el pozo de aspiración, por debajo de un nivel mínimo preestablecido.

Las luces pilotos indican lo siguiente:

- Bomba funcionando (luz verde)
- Bomba detenida por sobre carga (luz roja)
- Bomba detenida por falta de agua en el pozo de aspiración (luz amarilla)

A modo de ejemplo, en la siguiente fotografía, se muestra el tablero general auxiliar de fuerza y alumbrado y los tableros de control de un sistema de riego real.

Tableros General Auxiliar y de Control Interior Caseta de Bombas:



Tablero TGAux FyA

Tableros de Control

g) Líneas de Alimentación a Motores:

Entre el tablero de comando y control y la caja de empalme de fuerza y control del motor eléctrico, se instalan líneas de alimentación de fuerza y control, en canalizaciones de cañería galvanizada o de PVC, ya sea en forma subterránea o a la vista. Estas líneas son las que llevan la alimentación de fuerza al motor y las señales de control, tales como sensores de temperatura, velocidad, etc., de los que esté provisto el sistema de bombeo.

Fotografía de líneas de alimentación a motores:



Línea de alimentación motor
Caja de conexión motor

h) Líneas de Alimentación a Dispositivos de Control:

Desde el tablero de comando y control, también se instalan las líneas de alimentación y control para los dispositivos de control y válvulas eléctricas con las que cuenta el sistema de bombeo, tales como sensores de nivel de agua en el pozo de captación, señales de alimentación hacia válvulas solenoides, etc.

Fotografía de líneas de alimentación a dispositivos de control:



Alimentación Sistema de Filtros

i) Instalación de iluminación y enchufes en caseta de bombas:

Esta obra corresponde a la instalación de iluminación y enchufes al interior de la caseta de bombas, la que debe ser adecuadamente iluminada, para permitir la operación y mantenimiento del sistema de bombeo.

Además, es conveniente instalar enchufes de fuerza y alumbrado, con el fin de permitir la conexión de máquinas o herramientas para las operaciones de mantenimiento que sean requeridas al interior de la caseta de bombas.

A modo de ejemplo, a continuación se muestra una fotografía de la instalación de alumbrado y enchufes en una caseta de bombas.

Fotografía de instalación de iluminación y enchufes en una caseta de bombas:**j) Puesta a tierra:**

La puesta a tierra de la instalación eléctrica, corresponde a las obras necesarias para dotar de una toma de puesta a tierra de servicio y puesta a tierra de protección, necesarias para un correcto funcionamiento de la instalación. La puesta a tierra puede implementarse mediante electrodos verticales (barras de hierro recubiertas en cobre) o mediante una malla de tierra reticulada en cobre, enterrada bajo el terreno, en el caso de sistemas que cuenten con un transformador propio para su alimentación. De esta puesta a tierra, se derivan conexiones a tierra hacia el neutro del transformador o hacia la barra de neutro del tablero general (tierra de servicio) y hacia la carcasa del transformador y hacia la barra de tierra de protección del tablero general.

A modo de ejemplo, a continuación se muestran dos fotografías de construcción de una malla de tierra.

Vista general de una malla de tierra:

Ejemplo de soldadura cadweld tipo T:



Las figuras siguientes, representan los componentes principales de la instalación eléctrica de un sistema de riego, ya sea que se alimenta desde redes de Alta o de Baja Tensión.

Figura N° I.2.1: Esquema de Alimentación Eléctrica en Alta Tensión

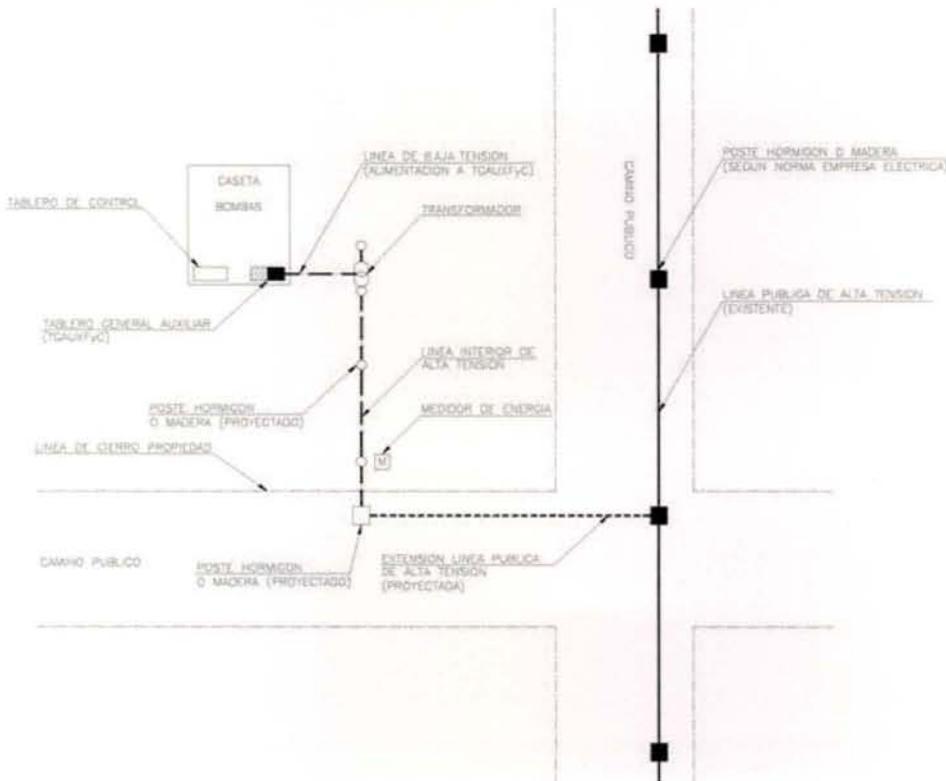
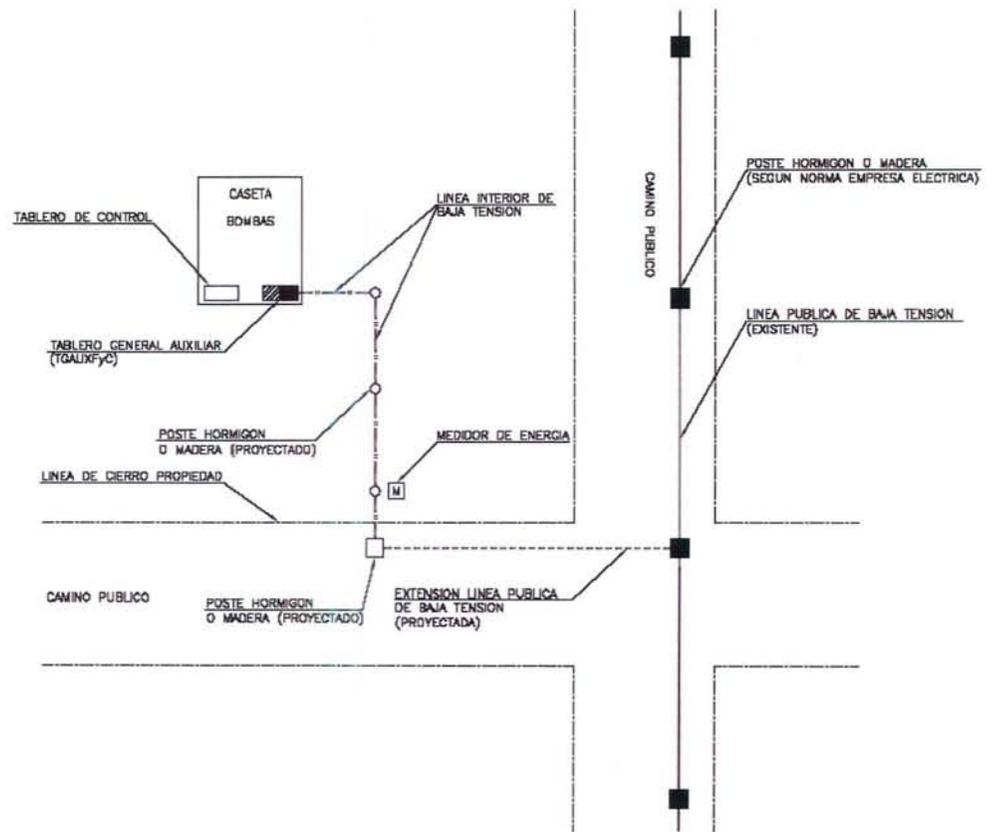


Figura N° I.2.2: Esquema de Alimentación Eléctrica en Baja Tensión



4. CRITERIOS DE DISEÑOS PARA PROYECTOS ELÉCTRICOS DE OBRAS DE RIEGO

A continuación se describen los criterios de diseño para los proyectos eléctricos de obras de riego, comenzando desde el punto de conexión con la empresa eléctrica suministradora de energía, hasta llegar a las instalaciones de energización de los motores de las bombas.

4.1. EXTENSIÓN DE LA RED PÚBLICA EN ALTA O BAJA TENSIÓN

Las extensiones de las redes de alimentación de empresas de distribución eléctricas, son realizadas por estas mismas empresas, ya sea en forma directa o a través de empresas Contratistas. Estas obras son ejecutadas según las normas o estándares propios de cada empresa de distribución.

Es así como por ejemplo en la región Metropolitana, las redes públicas son ejecutadas por la empresa Chilectra, utilizando sus normas, denominadas “Normas de Distribución Aérea”.

Todas las obras y costos asociados a la extensión de redes de distribución pública, así como la modalidad de pago y/o reembolso, son informados por las compañías eléctricas en los respectivos presupuestos de obras que les entregan a los propietarios, como resultado del trámite denominado “solicitud de servicio” y que consiste en la solicitud que debe hacer el propietario de las instalaciones ante las compañías eléctricas para lograr el presupuesto de las obras de energización, presupuesto que además de incluir los costos por la extensión de las líneas públicas, incluye los costos asociados a la construcción del empalme entre estas líneas y la instalación interior.

Por otra parte, tal como lo establece la norma Nch. Elec. 10/84, previo al trámite de solicitud de servicio y previo al inicio de las obras de instalación eléctrica, el proyectista de la instalación deberá solicitar a la compañía de distribución la “Información Técnica de Factibilidad de Suministro” para el nuevo servicio y como resultado, la empresa de distribución debe entregar el documento denominado “Certificado de Factibilidad de Suministro”. Este certificado indicará la factibilidad de entregar energía eléctrica en el punto solicitado por el proyectista y será un respaldo para continuar con el desarrollo del proyecto y posterior ejecución de las obras.

En resumen, considerando lo antes expuesto, los clientes a través de sus proyectistas, deberán realizar los siguientes trámites con las empresas de distribución en la zona de ubicación del proyecto:

- Solicitud de Factibilidad de Suministro.
- Solicitud de Presupuesto de Obras por la conexión y empalme eléctrico, con la definición del punto de empalme y la potencia requerida. Como resultado la empresa de distribución entregará un presupuesto de obras, indicando las obras de extensión de líneas y la instalación del empalme.
- Solicitud de conexión y energización de la instalación. Este trámite debe realizarlo el proyectista o instalador eléctrico, presentando el certificado de inscripción de la instalación en SEC, TE-1.

4.2. EMPALME CON LA EMPRESA DISTRIBUIDORA

Como empalme se denomina al conjunto de elementos y medidores que permite la conexión entre una instalación interior y las redes de distribución pública de las compañías o empresas de distribución eléctrica.

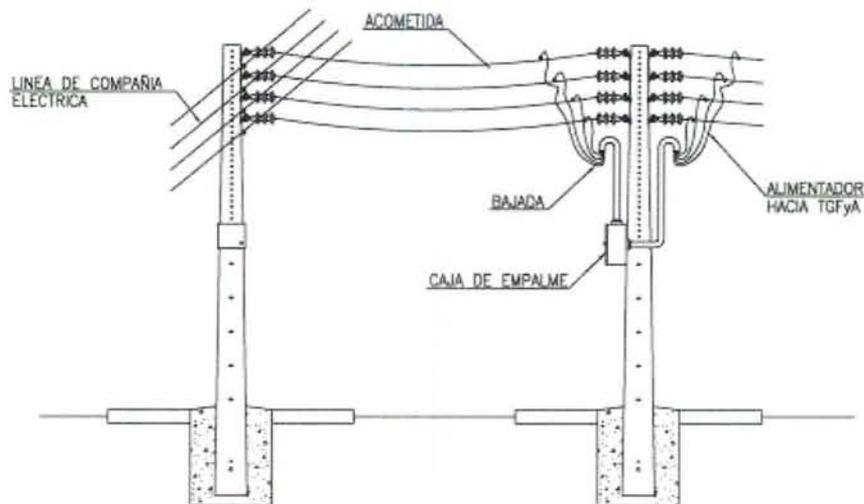
En general, un empalme está formado por los siguientes componentes:

-Acometida: Corresponde a los conductores y sus accesorios de canalización que van entre la red de distribución y el punto de soporte de la caja de empalme, el cual puede ser un poste adosado al muro de la edificación de la propiedad considerada. Esta acometida podrá ser del tipo aérea o subterránea, dependiendo de las condiciones de la zona en donde se instale el empalme.

-Bajada: Son los conductores y sus accesorios de canalización que van entre el punto de anclaje de la acometida y la caja de empalme; sirven para unir a aquella con los equipos de protección y medida. Se entiende aplicado este concepto solo a los empalmes con acometida aérea, por cuanto en tales casos hay un cambio de tipo de conductores y canalización entre la acometida y la bajada; no sucede lo mismo en los empalmes de acometida subterránea en los cuales la canalización entre la red pública y la caja de empalme es única y continua.

-Caja de Empalme: Es una caja o gabinete metálico que contiene él o los equipos de medida, la protección del empalme y eventualmente una regleta especial de conexiones que permite, entre otras cosas, intercalar medidores patrones, con el fin de contrastar el equipo de medida y eventualmente calibrarlo.

La siguiente figura representa los conceptos antes descritos:



Los empalmes se agrupan según los siguientes criterios de clasificación:

Según Fases Empleadas:

- Monofásicos: Con voltajes de 220 V, 50 Hz.
- Trifásicos: Con voltajes de 380 V, 50 Hz.

Según su forma constructiva:

- Aéreos : En donde las acometidas entre la red pública y la instalación interior se realiza

mediante instalación aérea, postes y cables instalados sobre éstos.

-Subterráneos: En donde las acometidas entre la red pública y la instalación interior se realiza en forma subterránea, con cables en ductos enterrados.

Según la tensión de conexión:

-En Alta Tensión: Donde la instalación interior se conecta a las líneas de alta tensión de la empresa eléctrica, en voltajes de 12, 13,2 o 23 kV.

-En Baja Tensión: Donde la instalación interior se conecta a las líneas de baja tensión de la empresa eléctrica, en voltajes de 220 V (caso monofásico) o 380 V (caso trifásico).

Según forma de medición:

-Con medición directa: En este caso los medidores no requieren transformadores de medida (de corriente y/o voltaje)

-Con medición indirecta: A través de transformadores de medida (de corriente y/o voltaje)

Según variables medidas (tarifa aplicada):

-Sólo con medición de energía activa

-Con medición de energía y demanda contratada

-Con medición de energía y medición única de demanda

-Con medición de energía y medición diferenciada para la demanda en horas de punta y la demanda fuera de horas de punta

En los tres últimos casos, se realiza además, la medición de energía reactiva, para efectos de determinar posibles multas por “mal factor de potencia”, según se aclara en el capítulo referente a las tarifas eléctricas.

4.2.1. Criterios para selección de empalmes

Para determinar las características del empalme a solicitar a las empresas eléctricas; en la etapa de proyecto, deben analizarse todos los factores que influyen o determinan al tipo de empalme que finalmente se deberá contratar, según se indica a continuación:

Cantidad de Fases del Empalme:

En los casos en que existan consumos trifásicos, tales como motores de bombas del tipo trifásico, necesariamente se requiere la contratación de un empalme trifásico. Por otro lado, cuando en una instalación eléctrica los consumos sean todos del tipo monofásicos, podrá solicitarse un empalme monofásico, siempre y cuando la potencia nominal de la instalación esté por debajo de las capacidades máximas de empalmes monofásicos que como norma conectan las distintas empresas de distribución, es decir, siempre y cuando los consumos sean inferiores a 10 kW. En los casos en que las potencias sean superiores a 10 kW, la instalación deberá alimentarse mediante un empalme trifásico.

Empalmes aéreo o subterráneo:

En zonas agrícolas, donde se ubican los proyectos de riego, las líneas de distribución de las empresas eléctricas son de tipo aéreas, por lo que los empalmes serán siempre de este tipo.

Empalme en Alta o Baja Tensión:

La elección del nivel de tensión del empalme, dependerá de la potencia instalada de la instalación de riego y

de la disponibilidad de líneas de alta y/o baja tensión en la zona de ubicación del proyecto de riego.

En sectores donde exista la alternativa de alimentación en alta o en baja tensión, en el caso de estar disponibles ambas alternativas, la elección deberá ser tomada en base a la evaluación de costos de inversión entre un empalme de baja tensión versus uno de alta tensión.

No obstante, lo más común es que en las zonas agrícolas donde se ubican los proyectos de riego, las líneas existentes sean de alta tensión, por lo que el empalme a solicitar será en alta tensión.

Selección de Tipo de Medidor (variables a medir):

La selección del tipo de medidor dependerá de las variables eléctricas que se desea medir, las que están directamente relacionadas con el tipo de tarifa seleccionada. Tal como se describe en el capítulo referente a análisis de tarifas, la tarifa a elegir, por ende el tipo de medidor, dependerá de los resultados del estudio tarifario que se debe realizar para cada proyecto de riego particular.

4.3. TARIFAS ELÉCTRICAS

La Ley General de Servicios Eléctricos regula las tarifas y los precios que las compañías eléctricas pueden aplicar a sus clientes con potencia conectada inferior o igual a 2.000 kilowatts.

Dado que los proyectos de riego tecnificado son de potencias inferiores a los 2.000 kwatts, sus consumos eléctricos están afectos a la regulación de precios. Por esta razón, al momento de suscribir el contrato de suministro de energía con la compañía eléctrica, el propietario deberá especificar la opción tarifaria (tarifa) en la que desea se le facture el suministro de energía mensual.

Las opciones tarifarias se han estructurado de acuerdo con diversas formas para el consumo (sólo energía; potencia máxima leída o contratada; y potencia leída o contratada horariamente), todo ello bajo dos categorías de clientes: en alta tensión (AT) y en baja tensión (BT).

De esta forma, dependiendo del voltaje de las redes al que está conectado el cliente, se han definido tarifas en Baja Tensión o en Alta Tensión.

A su vez, las tarifas en Baja Tensión y en Alta Tensión, se subdividen en distintos grupos, según sea los cargos que éstas toman en cuenta en la facturación mensual. Las de baja tensión se subdividen en: BT1; BT2; BT3; BT4.1; BT4.2 y BT4.3, mientras que las de Alta Tensión en AT2; AT3; AT4.1; AT4.2 y AT4.3. A continuación se entrega un resumen de los cargos que cada una de estas tarifas considera. En la Parte III (Bases Técnicas) del presente Manual, se da una descripción detallada y las fórmulas de cálculo de éstos cargos para cada una de las tarifas; además de desarrollar varios ejemplos de estudios tarifarios.

4.3.1. Resumen de los cargos tarifarios

A continuación se muestra un resumen de los cargos tarifarios que aparecen vinculados a las distintas opciones tarifarias:

CARGOS MENSUALES EN FACTURACIÓN	TARIFAS REGULADAS DE SUMINISTRO ELÉCTRICO						
	BT1a	BT1b	BT2/AT2	BT3/AT3	BT4.1/AT4.1	BT4.2/AT4.2	BT4.3/AT4.3
Cargo fijo mensual	X	X	X	X	X	X	X
Cargo único por uso del sistema troncal	X	X	X	X	X	X	X
Cargo por energía base	X	X	X	X	X	X	X
Cargo por energía adicional de invierno	X						
Cargo por potencia base		X					
Cargo por potencia de invierno		X					
Cargo por potencia contratada			X				
Cargo por demanda máxima				X			
Cargo por demanda máxima contratada en h.p.					X		
Cargo por demanda máxima contratada					X	X	
Cargo por demanda máxima leída en h.p.						X	X
Cargo por demanda máxima suministrada							X

NOTA: h.p. indica Horas de Punta.

Los cargos mensuales indicados se definen y/o calculan de acuerdo a lo siguiente:

a) Cargo fijo mensual.

El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se aplicará incluso si no hubiere consumo durante el mes.

b) Cargo único por uso del sistema troncal.

El cargo único, por concepto de uso del sistema troncal de transmisión eléctrica, se determina en proporción al consumo de energía del período y se obtiene multiplicando los kWh registrados por el precio unitario del cargo. Este cargo se aplica solamente a los suministros correspondientes a los sistemas eléctricos SIC y SING; quedando excluidos de ellos, por ejemplo, las zonas de distribución de Aysén y Magallanes.

c) Cargo por energía.

El cargo por energía se obtiene multiplicando los kWh registrados en el período por su precio unitario indicado en el pliego tarifario de la distribuidora respectiva.

d) Cargo por potencia contratada.

Los clientes podrán contratar libremente una potencia máxima con la respectiva distribuidora, la que registrará por un plazo de 12 meses. Durante dicho período los consumidores no podrán disminuir ni aumentar su potencia contratada sin el acuerdo de la distribuidora. Al término de la vigencia anual de la potencia contratada los clientes podrán contratar una nueva potencia. Los consumidores podrán utilizar la potencia contratada sin restricción en cualquier momento durante su período de vigencia. El cargo por potencia contratada se obtendrá multiplicando los kW contratados por su precio unitario. En esta opción se utilizan limitadores de potencia para impedir que la potencia demandada por la instalación supere la potencia convenida entre el cliente y la distribuidora.

e) Cargo por demanda máxima.

Se entiende por demanda máxima de potencia leída del mes al más alto valor de las demandas de potencia integradas en períodos sucesivos de 15 minutos. La potencia máxima es leída durante las 24 horas, todo el año. La facturación mensual del cargo por demanda máxima del mes corresponderá al mayor valor que resulte de comparar la demanda máxima leída del mes, con el promedio de las dos más altas demandas máximas registradas en los meses de invierno inmediatamente anteriores; o el 40 % del mayor de los cargos por demanda máxima facturados en los últimos 12 meses. El cargo mensual por demanda máxima se obtiene multiplicando dicho mayor valor por el precio unitario indicado en el pliego tarifario respectivo.

f) Cargo mensual por demanda máxima contratada en horas de punta.

Este cargo se facturará incluso si el consumo de energía es nulo y se obtendrá multiplicando los kW de potencia por el precio unitario correspondiente. La demanda máxima de potencia que se contrate deberá ceñirse a las capacidades de los limitadores existentes en el mercado.

g) Cargo mensual por demanda máxima contratada.

Este cargo también se facturará incluso si el consumo de energía es nulo y se obtendrá multiplicando los kW de potencia por el precio unitario correspondiente. La demanda máxima de potencia que se contrate deberá ceñirse a las capacidades de los limitadores existentes en el mercado.

h) Cargo mensual por demanda máxima leída de potencia en horas de punta.

Los cargos mensuales por demanda máxima leída de potencia en horas de punta se facturarán de la siguiente manera:

- Durante los meses que contengan horas de punta, se aplicará a la demanda máxima en horas de punta efectivamente leída en cada mes el precio unitario correspondiente.
- Durante los meses que no contengan horas de punta se aplicará al promedio de las dos mayores demandas máximas en horas de punta registradas durante los meses del período de punta inmediatamente anteriores, al precio unitario correspondiente.

i) Cargo mensual por demanda máxima de potencia suministrada.

El cargo mensual por demanda máxima de potencia suministrada se facturará aplicando al promedio de las dos más altas demandas máximas registradas en los últimos 12 meses, incluido el mes que se facture, al precio unitario correspondiente.

j) Cargos por energía adicional de invierno, potencia base y potencia de invierno.

Estos cargos prácticamente no se aplican a sistemas de riego. Su descripción se encuentra en 8.3.1, caso tarifas BT1a y BT1b.

4.3.2. Conclusiones y recomendaciones respecto a las tarifas eléctricas

De este análisis de tarifas y de los ejemplos desarrollados en la parte III Bases Técnicas, puede concluirse y/o recomendarse lo siguiente:

- Las instalaciones eléctricas de proyectos de riego corresponden a instalaciones de potencia menores a 2.000 kW, e incluso en la gran mayoría de los casos instalaciones inferiores a los 500 kW, esta última que es el límite al cual los clientes pueden negociar libremente su tarifa con la empresa distribuidora.

- En razón a lo anterior y según la legislación vigente, la mayoría de las instalaciones para riego quedan enmarcadas en la categoría definida como “clientes regulados”; por lo cual, y de requerirlo, son clientes que deben contratar el suministro de energía eléctrica con alguna de las empresas distribuidoras existentes en su zona, debiendo optar por alguna de las tarifas reguladas, entre la BT1 a la BT4.3, para instalaciones alimentadas en Baja Tensión o desde la AT2 a AT4.3, para instalaciones alimentadas en Alta Tensión.

- Existen algunas empresas de distribución de energía eléctrica, que cuentan con tarifas especiales para instalaciones de riego, la que puede ser conveniente dependiendo de las condiciones del riego. En todo caso su conveniencia con respecto a las tarifas reguladas, deberá ser analizada dependiendo del proyecto particular de riego, por ejemplo tomando en cuenta las estaciones del año en que se riega y el horario de uso diario.

- De acuerdo a los análisis realizados y a los resultados de los ejemplos de aplicación, se observa que los montos de facturación mensual para una instalación eléctrica de riego, depende de una serie de factores y características particulares de ésta, tanto externas como internas, como son:

- Nivel de voltaje de alimentación de la instalación, baja tensión o alta tensión (BT o AT).

- De la opción tarifaria que se contrate con la empresa eléctrica distribuidora.

- De los precios de cada empresa eléctrica distribuidora. Dado que para distintas empresas distribuidoras los precios de los suministros son distintos, inclusive para una misma opción tarifaria y en una misma zona geográfica.

- Sistema troncal interconectado al cual pertenece la empresa distribuidora, sea este el Sistema Interconectado Central (SIC) o el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

- Características de los motores de las bombas de impulsión, tales como potencia nominal (HP) y tipo de conexión, monofásica o trifásica.

- Cantidad de motores de la instalación.

- Factor de Potencia. Mientras peor sea el Factor de Potencia, más alta será la factura mensual para el cliente.

- Correcta elección de los limitadores de potencia, los cuales en definitiva determinan el cargo por potencia contratada.

- Utilización horaria de las bombas, esto es, la cantidad de horas y el período horario del día en que se riega. Dependiendo del horario, la instalación se clasificará como parcialmente presente en punta o bien presente en punta.

- Dado que las características anteriores son distintas para cada proyecto de riego, se concluye que para poder determinar la tarifa eléctrica más conveniente para un proyecto de riego, se debe realizar un estudio particular, similar a los ejemplos desarrollados. Se recomienda que estos estudios sean realizados por profesionales capacitados para efectuarlos, por cuanto una mala decisión en este aspecto crucial puede implicar, como ya vimos, un costo en energía eléctrica varias veces mayor al realmente necesario.

- Se recomienda que en los estudios tarifarios, siempre se tomen en cuenta las tarifas que consideran el horario de uso de los equipos eléctricos; esto es, las tarifas BT4.1, BT4.2 o BT4.3 para consumos alimentados en Baja Tensión o AT4.1, AT4.2 y AT4.3, para consumos proyectados con alimentación en Alta Tensión, y sobre todo las tarifas especiales que pudieran definir las empresas de distribución para proyectos de riego en las zonas del proyecto particular que se analiza. Esto debido a que en los ejemplos de aplicación desarrollados, se observa que pueden lograrse ahorros consid-

erables en comparación con las otras opciones tarifarias.

- Adicionalmente y para determinar la tarifa eléctrica a contratar en una instalación, y como es obvio, no resulta razonable buscar la asesoría de la empresa eléctrica concesionaria, sus afiliadas o coligadas.

4.4. SISTEMAS DE PARTIDA DE MOTORES DE BOMBAS

La partida de motores se refiere a los mecanismos necesarios para llevar el motor desde el estado detenido a la velocidad de régimen permanente, lo que se logra conectando la alimentación eléctrica a sus terminales eléctricos, ya sea mediante un dispositivo que simplemente conecta directamente la tensión de la red eléctrica al motor (partida directa) o a través de dispositivos que reducen la tensión para disminuir la corriente en la partida y las perturbaciones a la red cuando la partida directa no es permitida o cuando la partida directa afecta demasiado a otros consumos conectados a la misma red de alimentación del motor.

La norma Nch. Elec. 4/2003, indica que los motores eléctricos podrán tener sistemas de partida directa o con tensión reducida, entendiéndose por partida directa, a aquella en que a los bobinados del motor al instante de partir se le aplica la tensión directa de la red y por tensión reducida a aquella en que mediante algún dispositivo adicional se aplica a los bobinados una tensión inferior a la de la red o se altera transitoriamente su conexión normal de funcionamiento.

La normativa establece que las empresas eléctricas de distribución fijen en sus respectivas zonas la potencia máxima de los motores alimentados desde empalmes en baja tensión, que podrán tener partida directa, de modo de lograr que la corriente de partida no produzca perturbaciones en el funcionamiento de instalaciones vecinas. Por otra parte, fija en 3 kW la potencia máxima permitida para partida directa de motores en instalaciones con empalmes en B. T.

Además de lo anterior, la norma indica que para instalaciones conectadas a empalmes en alta tensión, el instalador a cargo del proyecto deberá determinar la máxima potencia del motor que pueda partir en forma directa.

Luego, con el fin de poder determinar desde el punto de vista técnico - económico el sistema de partida de motores de bombas más conveniente, a continuación se describe los sistemas de partida existentes en el mercado, destacando las ventajas y desventajas de unos con respecto a otros y haciendo las recomendaciones referentes a que sistema se pueden adoptar.

En la parte II del presente Manual, correspondiente a las Bases Técnicas, se entregan mayores detalles de los aspectos técnicos de estos sistemas de partida.

Actualmente los sistemas de partida o arranque de motores, existentes en el mercado, son:

- Partida directa.
- Partidor estrella triángulo.
- Arrancadores a Voltaje Reducido (autotransformador).
- Partidor suave.
- Variador de frecuencia.

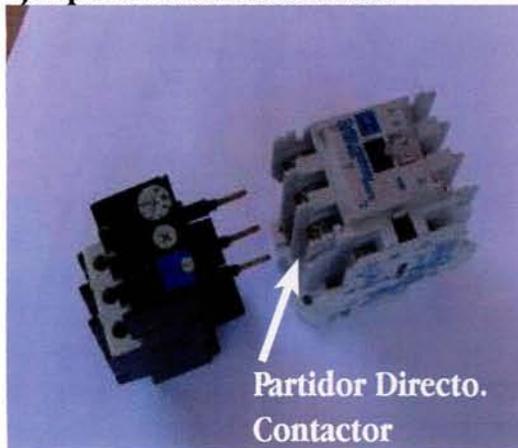
Partida Directa:

Este sistema consiste en aplicar en forma directa la tensión nominal de la red de alimentación al motor, mediante el uso de contactores. En nuestro país, normalmente se utiliza en aquellos motores de una potencia nominal menor a 3 kW (5Hp aproximadamente).

Este método presenta los siguientes inconvenientes:

- Corriente al momento del arranque muy elevada, entre 3 y 6 veces la corriente nominal del motor.
- El sistema de protección debe ser sobredimensionado, para poder soportar las altas corrientes durante las partidas del motor.

Ejemplo de Partidores Directos:



Partidor Estrella Triángulo:

Este método de partida consiste en aplicar una tensión menor al motor al momento de la partida, mediante una conexión (en estrella) que reduce el voltaje aplicado de 380 a 220V; luego de alcanzar una velocidad determinada en el motor la conexión cambia de estrella a triángulo, donde el bobinado queda sometido a su tensión nominal.

Físicamente es implementado mediante tres contactores, uno denominado contactor de fase, otro contactor triángulo y otro contactor estrella.

Este método presenta los siguientes inconvenientes:

- Disminuye el par de arranque al disminuir la tensión de alimentación en un factor de $1/3$.
- El motor se deja de alimentar durante el cambio de la conexión de estrella a triángulo.
- Aumenta el tiempo de arranque.

Ejemplo de Partidor Estrella Triángulo:



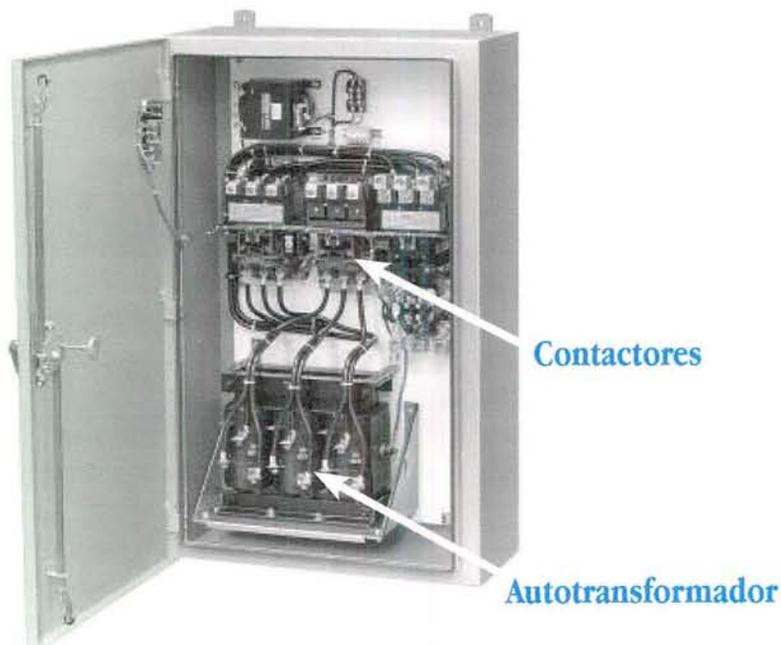
Arrancador a Voltaje Reducido (autotransformador):

Este sistema de arranque, utiliza un autotransformador destinado a limitar la corriente de partida de los motores mediante la reducción de la tensión durante el arranque, generalmente se construyen para 2 o 3 pasos, en los cuales la tensión aplicada al motor varía entre 50, 65 y 80% de la tensión nominal.

Este método de arranque presenta los siguientes inconvenientes:

- Disminuye el par de arranque al disminuir la tensión de alimentación.
- El motor se deja de alimentar durante el cambio de una tensión a otra.
- Aumenta el tiempo de arranque.

Ejemplo de Partidor a voltaje reducido:



Partidor Suave:

El sistema conocido como partidor suave, consiste básicamente en un conjunto de pares de dispositivos semiconductores (tiristores) conectados a las líneas de alimentación del motor, estos tiristores regulan la tensión aplicada al motor durante la partida, mediante un circuito electrónico de control. Con esto se consigue mantener la corriente de partida cercana al valor nominal y con suaves variaciones.

Las ventajas de este sistema, en comparación a los antes descritos, se pueden resumir en lo siguiente:

- No tienen elementos móviles, como contactores, lo cual aumenta su vida útil.
- Permite arranques suaves sin transiciones o saltos, limitando la corriente en la partida, y además permite detenciones suaves.
- Posibilidad de ajustar en tiempo la rampa de aceleración y desaceleración del motor.
- Ahorro de energía.
- Mejor rendimiento del motor.
- En la operación con bombas los partidores suaves eliminan los golpes de presión en tuberías y válvulas, cuando se produce la partida y la detención de la bomba (elimina el fenómeno denominado “golpe de ariete”).

La principal desventaja de este tipo de partidores, es el mayor costo de la inversión inicial con respecto a los métodos antes descritos.

Ejemplos de Partidores suaves:



Variador de Frecuencia:

Estos dispositivos a diferencia de los partidores suaves u otro sistema de partida a tensión reducida, entregan voltaje y frecuencia variable conforme a la necesidad del motor y la carga a él conectada. La principal ventaja de este sistema es que se consigue que el motor tenga una aceleración constante y que la corriente de partida se mantiene cercana al valor nominal y con suaves variaciones.

Las ventajas de este sistema se describen a continuación:

- No tienen elementos móviles, como contactores, lo cual aumenta su vida útil.

- Permite arranques suaves sin transiciones o saltos, limitando la corriente en la partida, y además permite detenciones suaves.
- Posibilidad de ajustar en tiempo la rampa de aceleración y desaceleración del motor.
- Ahorro de energía.
- Mejor rendimiento del motor.
- En la operación con bombas se eliminan los golpes de presión en tuberías y válvulas, cuando se produce la partida y la detención de la bomba.

La principal desventaja de este sistema de partida es su mayor costo inicial, incluso mayor que el de un partidador suave.

En la tabla I.4.1, se muestra un resumen comparativo de las características técnicas de los distintos sistemas de partida de motores, tomando como referencia la partida directa.

Ejemplos de Variadores de Frecuencia:



Tabla I.4.1 – Comparación Técnica de Sistemas de Partida de Motores

TIPOS DE ARRANQUE	INTENSIDAD DE ARRANQUE (veces la corriente nominal del motor I_n)	% DE PAR RESP. AL ARRANQUE DIRECTO	ESCALONES DE ARRANQUE	Nº DE HILOS AL MOTOR	CORTES DE CORRIENTE EN EL ARRANQUE
Directo	3 a 6 I_n	100%	1	3	No
Estrella-Triangulo	3,6 I_n	33%	2	6	Si
Auto-transformador	1,5 - 2,1 ó 3,2 I_n	30 - 42 ó 64%	3 ó 2	3	Si
Part. Suave	variable aprox. 3 I_n	64%	Progresivo	3	No
Variador de Frecuencia	variable aprox. 3 I_n	64%	Progresivo	3	No

De la tabla I.4.1 se desprende que los sistemas de partida en donde se produce el mayor consumo de corriente, corresponden al sistema de partida directa, con un consumo en la partida de 6 veces la corriente nominal del motor y partida estrella triángulo, con un consumo en la partida de 3,6 veces la corriente nominal del motor. También se observa que el resto de los sistemas presentan los menores consumos de corriente en la partida.

En la tabla I.4.2, se presenta una comparación del costo inicial de cada uno de los sistemas de partida, para distintos niveles de potencia (HP), expresado en porcentaje con respecto a un valor definido como precio base (P. Base). El término no aplica (N. A.), es utilizado, en los casos en que la alternativa es económicamente inviable en comparación al más económico, o bien, porque la norma establece la utilización de un sistema de tensión reducida para potencias sobre 3 kW (5HP aprox.).

Cabe señalar que la comparación se realizó en base a precios referenciales, y que se refieren específicamente al costo del equipo principal, sin considerar costos de protecciones, conductores, gabinete u otro equipo o material.

Tabla I.4.2 – Comparación Económica de Sistemas de Partida de Motores

COMPARACION ECONOMICA TIPOS DE ARRANQUE DE MOTORES (%)					
Potencia (Hp)	ARRANQUE DIRECTO	Y – Δ (Precio Base)	AUTOTRANSF.	ARRANQUE SUAVE	V. DE FRECUENCIA
5	P. Base	200%	N. A.	N. A.	N. A.
10	N. A.	P. Base	N. A.	N. A.	N. A.
15	N. A.	P. Base	N. A.	N. A.	N. A.
20	N. A.	P. Base	463,6%	80,9%	464,5%
60	N. A.	P. Base	304,0%	58,5%	498,6%
70	N. A.	P. Base	240,0%	37,7%	388,3%
90	N. A.	P. Base	189,5%	30,6%	255,6%
100	N. A.	P. Base	182,5%	18,0%	250,6%
150	N. A.	P. Base	159,8%	0,3%	235,8%

Para motores de hasta 5Hp, el precio base tomado para el análisis, es el valor del sistema de partida directa.

La tabla muestra que implementar un sistema de arranque en estrella-triángulo es 200% más caro que implementar una partida directa, el implementar algún otro sistema para estas potencias es económicamente inviable, dado que su costo supera el 200% del valor de una partida directa.

Para motores sobre los 5HP, la partida directa se descarta por norma, por lo tanto, el precio base para el análisis es el costo de una partida estrella-triángulo. Como se observa en la tabla, los sistemas que utilizan un autotransformador y el sistema con variador de frecuencia, económicamente son mucho más caros que una partida estrella-triángulo, a pesar de ser buenas alternativas técnicas.

Por otra parte se observa que a medida que la potencia en los motores aumenta, la diferencia en vvcosto entre partida estrella-triángulo y otros sistemas de partida disminuye, haciendo más atractiva la utilización de un partidor suave en lugar de otros, especialmente para el caso de potencias cercanas a los 100HP, ya que la diferencia es mínima.

A continuación se presenta un resumen, de las ventajas y desventajas de los diferentes sistemas de partida de motores analizados en este apartado.

Tabla I.4.3 – Resumen Comparativo de Sistemas de Partida de Motores

Tipo de Partidor	Ventajas	Desventajas
Partida Directa	<ul style="list-style-type: none"> - Simple de implementar - Baja inversión inicial 	<ul style="list-style-type: none"> - Alto consumo de energía en las partidas - Mantenimiento periódico.
Estrella Triángulo	<ul style="list-style-type: none"> - Simple de implementar - Baja inversión inicial 	<ul style="list-style-type: none"> - Alto consumo de energía en las partidas, pero menor que en la partida directa. - Mantenimiento periódico. - Corte de energía durante el cambio de estrella a triángulo.
Auto-transformador	<ul style="list-style-type: none"> - Menor consumo de energía en las partidas. - Se reduce el número de mantenciones. 	<ul style="list-style-type: none"> - Mayor inversión inicial. - Mantenimiento periódico. - Corte de energía durante el cambio de pasos.
Partidor Suave	<ul style="list-style-type: none"> - Menor consumo de energía en las partidas. - Se reduce el número de mantenciones. - Aumento del rendimiento del motor. - Aumenta vida útil del motor. 	<ul style="list-style-type: none"> - Mayor inversión inicial, pero solo en potencias bajo los 100HP aproximadamente.
Variador de Frecuencia	<ul style="list-style-type: none"> - Menor consumo de energía en las partidas. - Permite regulación de velocidad de giro de las bombas. - Se reduce el número de mantenciones. - Aumento del rendimiento del motor. - Aumenta vida útil del motor. 	<ul style="list-style-type: none"> - Mayor inversión inicial.

Como conclusión a este análisis para los distintos tipos de partida de motores, es recomendable que para potencias bajo los 70 HP se utilicen partidas estrella-triángulo y para potencias superiores partidores suaves. No obstante lo anterior, la recomendación sería utilizar partidores suaves en todos los casos de motores sobre 20 HP, dada las ventajas técnicas que esto significa, tales como menores costos de mantención, mayor rendimiento y una mayor vida útil de las bombas.

4.5. SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE MOTORES DE BOMBAS

La protección de motores, se refiere al conjunto de elementos que protegen al motor contra fenómenos que pueden darse en la red de alimentación, tales como bajos o sobrevoltajes y en el mismo motor tales como sobrecalentamientos debido a sobrecargas o cortocircuitos.

La norma Nch. Elec. 4/2003, indica que todo motor cuya potencia sea superior a 1 HP debe protegerse contra sobrecargas y contra cortocircuito, indicando que la protección contra sobrecarga deberá ser igual o inferior a la corriente nominal del motor y la de cortocircuito dimensionada de modo tal que sea capaz de soportar la corriente de partida del motor, sin operar.

Para implementar estas protecciones, el mercado ofrece una serie de alternativas, según se describe a continuación:

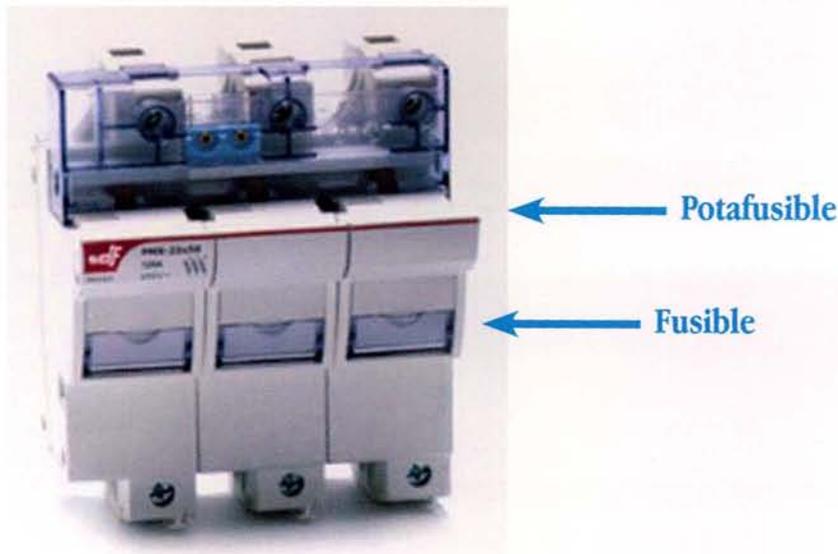
Fusibles:

Los fusibles son dispositivos de protección que actúan por corte de filamentos calibrados para determinadas temperaturas, temperaturas relacionadas con la corriente consumida por el motor.

En general los fusibles protegen contra los cortocircuitos más bien que contra las sobrecargas, aunque en el último tiempo se han mejorado las características de los fusibles utilizados en motores de forma que, con valores nominales inferiores, permitan protecciones contra sobrecargas y de cortocircuitos.

Dado lo anterior, es que en complemento con los fusibles, se instala un dispositivo que protege contra sobrecargas, conocido como relé térmico de sobrecarga.

Fotografía de Fusible en Portafusibles:



Relé Térmico de Sobrecarga

Generalmente la protección más utilizada en las aplicaciones de motores trifásicos es el relé térmico de sobrecarga. A través de él fluyen las corrientes que consume el motor, calentándose y enfriándose de igual manera que este. Para ello, hacen uso de resistencias por las que fluyen las corrientes del motor. Si el calor acumulado en las resistencias es mayor o igual al máximo permitido, un contacto asociado a estas, se dilatará por efecto del calor y desenergizará al motor. En ese momento, el relé térmico comenzará a enfriarse y cuando el calor remanente llegue a un nivel seguro, energizará nuevamente al motor. Por lo general los relés térmicos de sobrecarga poseen un selector, que permite programar su rearme de manera manual o automática.

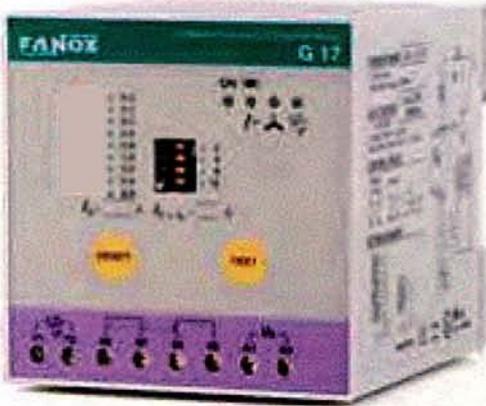
Ejemplo de Relé Térmico:



Relés Integrales de Protección de Motores Eléctricos:

Estos avanzados dispositivos integran la protección contra sobrecarga y fallas de voltaje en un solo elemento. Están contruidos sobre la base de microcontroladores y supervisan constantemente los valores de las corrientes del motor y de los voltajes de red. Al ocurrir una sobrecarga desenergizan al motor y lo reconectan una vez que se ha enfriado. Su alta capacidad de procesamiento, les permite distinguir si un contacto del contactor o alguna parte del conexionado que energiza al motor, presenta alguna alteración que deje al motor operando con dos fases y de ser así lo desconecta inmediatamente, evitando el sobrecalentamiento innecesario del mismo. Ante fallas de voltaje, desconectan al motor y no permiten su arranque hasta que las condiciones en la red sean las adecuadas.

Ejemplo de Relé de Protección Integral de Motores:



Relés de Protección Total de Motores Eléctricos:

Al igual que los relés integrales de protección, están contruidos sobre la base de microcontroladores y supervisan constantemente los valores de las corrientes del motor y de los voltajes de red. Realizan de igual manera las mismas protecciones y otras funciones especiales de protección, tales como detección de subcarga, arranque con alta carga y detección rápida de rotor bloqueado. Adicionalmente permiten, a través de una sonda de medición, obtener la temperatura real interna del motor, con lo cual corrigen las desviaciones que puedan existir, debido a la temperatura ambiental, en el cálculo del calor en función de las corrientes de trabajo del motor y del desbalance de voltaje. La gran capacidad de procesamiento de estos dispositivos, permite obtener información de operación, tal como el consumo de energía (kW/h), potencia activa (kW), potencia reactiva (kVA), factor de potencia (FP), horas de operación del motor, etc. La mayoría de los productos de este tipo que se ofrecen en el mercado, permiten el ajuste de todos los parámetros de protección y tiempos de actuación, lo que los hace los dispositivos de protección más completos y confiables que existen en el mercado.

Ejemplo de Relé de Protección Total de Motores:



Guardamotores:

Este dispositivo protege al motor contra los cortocircuitos y las sobrecargas. La ventaja es que cuando se utiliza este dispositivo, no se requiere de un relé térmico de protección, aunque para su uso es necesario conocer la curva de partida del motor, información que no siempre está disponible.

Dado lo anterior, usualmente se prefiere utilizar el esquema de interruptor automático con relé térmico para protección de motores.

Ejemplo de Guardamotor:

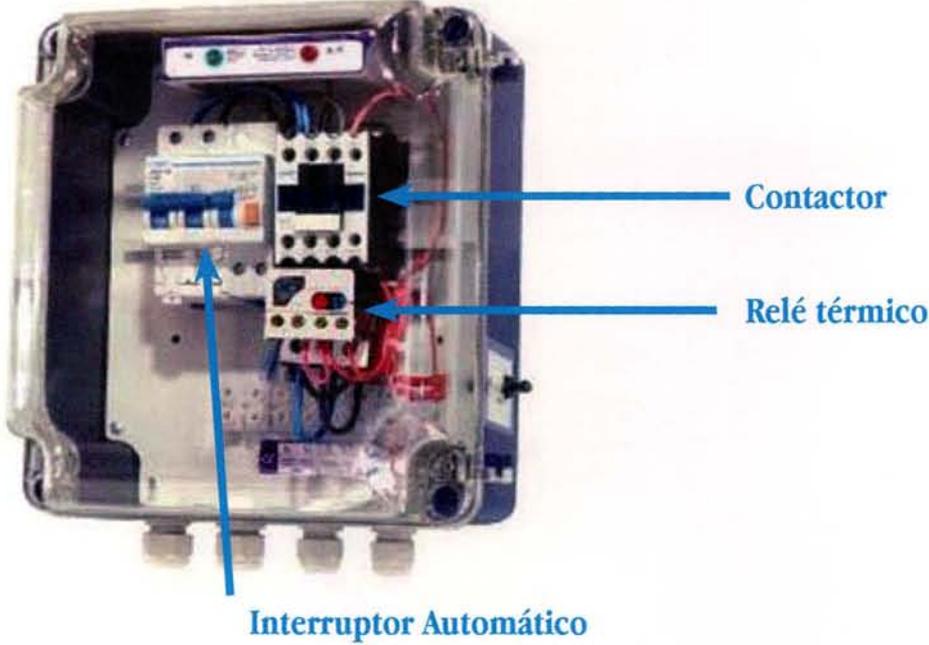
**Interruptor Automático para Protección de Motores:**

Protege al motor y los conductores en la partida contra fuertes sobre intensidades, mayor a 10 veces la corriente nominal; además protege contra los cortocircuitos, para intensidades de corriente sobre 50 veces la corriente nominal. Este interruptor debe ser complementado con un relé térmico, para procurar la protección de sobrecarga que requieren los motores.

Actualmente debido a su simplicidad de instalación y ajuste y bajo costo en comparación con otros sistemas de protección, el sistema de protección más común es el conjunto interruptor automático + contactor + relé térmico; en este esquema el relé térmico actúa sobre el contactor (partidor) ordenando la detención del motor en caso de presentarse alguna sobretemperatura (sobrecarga); luego, es recomendable que los motores de bombas de sistemas de riego, cuenten con este sistema de protección.

La siguiente fotografía muestra el esquema de protección implementado mediante protección magnética, contactor y relé térmico.

Ejemplo de Protección Mediante Interruptor Automático y relé térmico:



Las capacidades de los elementos de este tipo de protección de motores, interruptor automático, contactor y relé térmico, dependen de las características del motor, tales como potencia nominal (en kW o HP), voltaje nominal y corriente nominal. Como una guía de selección rápida, los fabricantes de protecciones editan tablas en donde se tabulan los modelos y características de los elementos de la protección de los motores, dependiendo de las características de éstos. A modo de ejemplo, en la tabla I.4.4, se presenta una tabla de selección de protecciones para motores hasta 250kW, publicada por el fabricante Merlin Gerin.

Tabla I.4.4 – Tabla de Selección de Protecciones de Motores. Tipo Interruptor+Contactor+Relé Térmico.

(extracto catalogo Merlin Gerin)

Motores				Interruptor automático			Contactor	Relé térmico	
P(kW)	I(A)380 V	I(A) 415 V	Ie máx (A)	Modelo	Calibre (A)	I _{rn} (A)	Modelo	Modelo	I _{rth} (A)
0,37	1,2	1,1	1,6	NS100-MA	2,5	22,5	LC1-D09	LR2-D13 06	1/1,6
0,55	1,6	1,5	2,5	NS100-MA	2,5	32,5	LC1-D09	LR2-D13 07	1,6/2,5
0,75	2	1,8	2,5	NS100-MA	2,5	32,5	LC1-D09	LR2-D13 07	1,6/2,5
1,1	2,8	2,6	4	NS100-MA	6,3	57	LC1-D40	LR2-D13 08	2,5/4
1,5	3,7	3,4	4	NS100-MA	6,3	57	LC1-D40	LR2-D13 08	2,5/4
2,2	5,3	4,8	6	NS100-MA	6,3	82	LC1-D40	LR2-D13 10	4/6
3	7	6,5	8	NS100-MA	12,5	113	LC1-D40	LR2-D13 12	5,5/8
4	9	8,2	10	NS100-MA	12,5	138	LC1-D40	LR2-D13 14	7/10
5,5	12	11	12,5	NS100-MA	12,5	163	LC1-D40	LR2-D13 16	9/13
7,5	16	14	18	NS100MA	25	250	LC1-D40	LR2-D13 21	12/18
10	21	19	25	NS100-MA	25	325	LC1-D40	LR2-D33 22	17/25
11	23	21	25	NS100-MA	25	325	LC1-D40	LR2-D33 22	17/25
15	30	28	32	NS100-MA	50	450	LC1-D80	LR2-D33 53	23/32
			50			650		LR9-D53 57	30/50
18,5	37	34	40	NS100-MA	50	550	LC1-D80	LR2-D33 55	30/40
			50			650		LR9-D53 57	30/50
22	43	40	50	NS100-MA	50	650	LC1-D80	LR2-D33 57	37/50
								LR9-D53 57	30/50
30	59	55	63	NS100-MA	100	900	LC1-D80	LR2-D33 59	48/65
			80			1100		LR9-D53 63	48/80
37	72	66	80	NS100-MA	100	1100	LC1-D80	LR2-D33 63	63/80
								LR9-D53 63	48/80
45	85	80	100	NS100-MA	100	1300	LC1-D115	LR9-D53 67	60/100
							LC1-F115	LR9-F53 67	
55	105	100	115	NS160-MA	150	1500	LC1-D115	LR9-D53 69	90/150
							LC1-F115	LR9-F53 69	
75	140	135	150	NS160-MA	150	1950	LC1-D150	LR9-D53 69	90/150
							LC1-F150	LR9-F53 69	
90	170	160	185	NS250-MA	220	2420	LG1-F185	LR9-F53 71	132/220
110	210	200	220	NS250-MA	220	2860	LC1-F225	LR9-F53 71	132/220
			220	NS400-MA	320	2880	LC1-F265		
132	250	230	265	NS400-MA	320	3500	LC1-F265	LR9-F73 75	200/330
160	300	270	320	NS400-MA	320	4160	LC1-F330	LR9-F73 75	200/330
200	380	361	400	NS630-MA	500	5700	LC1-F400	LR9-F73 79	300/500
220	420	380	500	NS630-MA	500	6500	LC1-F500	LR9-F73 79	300/500
250	460	430	500	NS630-MA	500	6500	LC1-F500	LR9-F73 79	300/500

Con esta tabla se pueden determinar las características de los elementos de protección de un motor eléctrico, según la potencia de éste. Para ello, hay que seleccionar la potencia del motor en la columna "P(kW)", luego en la misma fila, pero en la columna "interruptor automático", se obtiene la capacidad de corriente del interruptor automático que lo protegerá contra cortocircuitos, ver columna "calibre (A)". Luego, para la misma fila, se debe seleccionar el modelo del contactor, en la columna "contactor" y finalmente en la columna "relé térmico", se determina la característica (capacidad) del relé térmico que lo protegerá contra sobrecargas; ver columna "I_{rth}(A)", que indica el valor mínimo y

máximo del relé térmico apropiado para la protección del motor. Para el caso del contactor, la última sigla del modelo, indica la capacidad de corriente de éste, por ejemplo, el modelo del contactor LC1-D09, indica que es de 9 A (categoría AC 3).

4.6. INSTALACIÓN INTERIOR

4.6.1. Generalidades

La norma nacional NCh. Elec. 4/2003, fija los requerimientos mínimos que deben ser aplicados a toda instalación eléctrica conectada a una red de alimentación en baja tensión, es decir en voltaje de 220 V o 380 V.

La normativa nacional, indica que toda instalación de consumo deberá ser proyectada y ejecutada dando estricto cumplimiento a las disposiciones descritas en la norma NCh. Elec. 4/2003, además agrega que toda instalación de consumo deberá ejecutarse de acuerdo a un proyecto técnicamente concebido, el cual deberá asegurar que la instalación no presenta riesgos para operadores o usuarios, sea eficiente, proporcione un buen servicio, permita un fácil y adecuado mantenimiento y tenga la flexibilidad necesaria como para permitir modificaciones o ampliaciones con facilidad.

Por otra parte la normativa nacional indica que toda instalación debe ser proyectada y ejecutada bajo la supervisión directa de un Instalador Electricista autorizado por la superintendencia de electricidad y combustible (SEC).

Dado que las instalaciones eléctricas en salas de bombas de sistemas de riego, normalmente son instalaciones de tipo industrial, se analizarán los métodos de montaje aplicados para este tipo de instalaciones.

Cabe señalar en este punto, que lo señalado en este capítulo, si bien es cierto fue tomado de la norma nacional NCh. Elec. 4/2003 no la reemplaza, por lo cual el proyectista o especialista eléctrico deberá realizar el proyecto y posterior montaje, conforme a lo indicado en la normativa nacional.

4.6.2. Alimentadores

Según la norma nacional los alimentadores se clasifican en:

Alimentadores: son aquellos que van entre el equipo de medida y el primer tablero de la instalación, o los controlados desde el tablero general y que alimentan tableros generales auxiliares o tableros de distribución.

Subalimentadores: son aquellos que se derivan desde un alimentador directamente o a través de un tablero de paso, o bien, los controlados desde un tablero general auxiliar.

La norma nacional en su punto 7 da a conocer las características técnicas y constructivas que deben cumplir alimentadores y subalimentadores, a continuación se indica un resumen de estas especificaciones:

- La sección de los conductores de los alimentadores o subalimentadores deberá ser tal que la caída de tensión provocada por la corriente máxima que circula por ellos, no exceda del 3% de la

tensión nominal de la alimentación, siempre que la caída de tensión total en el punto más desfavorable de la instalación no exceda del 5% de dicha tensión.

- La canalización de estos alimentadores será preferentemente a través de ductos cerrados individuales, pero en caso de usar escalerillas portaconductores se deberá cumplir las siguientes condiciones:

- Sólo podrán utilizarse cables multiconductores y estos deberán tener chaquetas y aislaciones del tipo de emisión no tóxica.

- Los cables serán en un solo tramo; no se permitirán uniones en estos alimentadores.

- Se tenderán estos cables ordenadamente manteniendo su posición relativa dentro de las escalerillas a lo largo de todo su recorrido. Para mantener este ordenamiento los cables serán peinados y amarrados a los travesaños de la escalerilla en tramos no superiores a 2,0 m.

- Sólo se podrán disponer los alimentadores en una capa y existirá una separación de a lo menos 1 cm entre cable y cable.

- Los alimentadores se marcarán piso a piso mediante identificadores tipo collarín plástico de modo de permitir su fácil identificación para facilitar trabajos de mantenimiento o reemplazo.

- Los alimentadores se deberán proteger tanto a la sobrecarga como al cortocircuito, se protegerán a la sobrecarga de acuerdo a la potencia utilizada, estando limitada la protección máxima por la capacidad de transporte de corriente de los conductores.

4.6.3. Tableros Eléctricos

Los tableros eléctricos, son equipos de una instalación que concentran dispositivos de protección y de maniobra o comando, desde los cuales se distribuye la energía eléctrica, se protege y opera toda la instalación o parte de ella.

Según la normativa nacional, la cantidad de tableros que sea necesario para el comando y protección de una instalación se determinará buscando salvaguardar la seguridad y tratando de obtener la mejor funcionalidad y flexibilidad en la operación de dicha instalación, tomando en cuenta la distribución y finalidad de cada uno de los recintos en que estén subdivididos el o los edificios componentes de la propiedad.

La norma nacional en su punto 6.2 da a conocer las características constructivas que deben cumplir los tableros eléctricos, a continuación se indica un resumen de estas especificaciones:

- Los materiales empleados en la construcción de tableros deberán ser resistentes al fuego, autoextinguentes, no higroscópicos, resistentes a la corrosión o estar adecuadamente protegido contra ella.

- Todos los tableros deberán contar con una cubierta cubre equipos y con una puerta exterior.

- El conjunto de elementos que constituyen la parte eléctrica de un tablero deberá ser montado sobre un bastidor o placa de montaje mecánicamente independiente de la caja, gabinete o armario los que se fijarán a éstos mediante pernos, de modo de ser fácilmente removidos en caso de ser necesario.

- El tamaño del gabinete o armario se seleccionará considerando: el cableado de interconexión entre sus dispositivos que deberá hacerse a través de bandejas no conductoras; un espacio suficiente entre las paredes de los gabinetes o armarios y las protecciones o dispositivos de comando y/o maniobra de modo tal de permitir un fácil mantenimiento del tablero; también se deberá considerar un volumen libre de 25% de espacio para proveer ampliaciones de capacidad del tablero.

- Los tableros deberán construirse con un índice de protección (grado IP) adecuado al me-

dio ambiente y condiciones de instalación. En general no se aceptará la construcción de tableros de tipo abierto. De acuerdo a esta disposición no será aceptable la construcción de tableros grados IP00 y como referencia se sugiere considerar un grado IP 41 como mínimo para tableros en interior e IP44 como mínimo para tableros instalados en exterior.

- No se aceptará el cableado de un tablero con conexiones hechas de dispositivo a dispositivo.
- Tanto las barras como los conductores del cableado interno de los tableros deberán cumplir el código de colores indicado.
- Todo el cableado interno de los tableros que corresponda a la alimentación de los consumos externos, se deberá hacer llegar a regletas de conexiones de modo tal que los conductores externos provenientes de estos consumos se conecten a estas regletas y no directamente a los terminales de los dispositivos de protección o comando.
- Los dispositivos de control, luces piloto, instrumentos de medida u otros similares montados en un tablero y que necesiten de energía eléctrica para su funcionamiento, deberán ser alimentados desde circuitos independientes cuya protección podrá ser como máximo de 10A y de la capacidad de ruptura adecuada.
- Todo tablero deberá contar con una barra o puente de conexión a tierra.
- Si la caja, gabinete o armario que contiene a un tablero es metálico, deberá protegerse contra tensiones peligrosas.

4.6.4. Materiales y Sistemas de Canalización

La norma nacional en su punto 8 da a conocer las características técnicas y constructivas que deben cumplir los materiales y sistemas de canalización, a continuación se indica un resumen de estas especificaciones:

- En alimentadores trifásicos que sirvan cargas no lineales tales como alumbrado mediante lámparas de descarga, circuitos de sistemas informáticos de procesamiento de datos, controladores de velocidad de motores alternos mediante variadores de frecuencia, partidores suaves o equipos similares en los cuales se generan armónicas que estarán presentes en el conductor neutro, la sección de este conductor deberá ser a lo menos igual a la sección de los conductores de las fases.
- La selección de un conductor se hará considerando que debe asegurarse una suficiente capacidad de transporte de corriente, una adecuada capacidad de soportar corrientes de cortocircuito, una adecuada resistencia mecánica y un buen comportamiento ante las condiciones ambientales.
- Sobre la aislación o la cubierta exterior de los conductores, según corresponda, deberán ir impresas a lo menos las siguientes indicaciones:
 - Nombre del fabricante o su marca registrada.
 - Tipo de conductor, indicado por las letras de código, por ejemplo THW, NYA, etc.
 - Sección en mm² para las secciones métricas y sección en mm² y en paréntesis el número AWG para secciones AWG.
 - Tensión de servicio. Corresponde a la tensión entre fases
 - Número de certificación, si procede.

4.6.5 Canalizaciones subterráneas

La canalización subterránea, se refiere a la instalación de cables enterrados en el suelo. En el caso de sistemas de riego, se aplica para canalizar la alimentación eléctrica de elementos de control como válvulas solenoides u otros elementos del sistema de riego.

Las obras de canalizaciones subterráneas, deberán respetar las indicaciones dadas en el capítulo N° 8.2.15 de la norma Nch. Elec. 4/2003, referente a materiales y métodos constructivos. En particular, deberán respetar los siguientes requerimientos:

- Las canalizaciones subterráneas al interior de predios, siempre se hará mediante tubos de PVC, no se permitirán cables directamente enterrados.

- Los ductos de PVC para el tendido de cables subterráneos serán de color naranja y de resistencia apropiada, de tipo rígida pesada (Schedule 40), según artículo N° 8.2.9.5 de la norma Nch. Elec. 4/2003.

- Los conductores a utilizar deberán ser apropiados para canalizaciones subterráneas, no pudiendo ser en ningún caso del tipo TW, THW, THHN, THWN y NSYA. Sí podrán ser tipo NYY, TTU, XTU, PT, USE-RHH, ET o EN, según lo indicado en la tabla N° 8.6a de la norma Nch. Elec. 4/2003.

4.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

El Factor de Potencia (FP) es un término técnico utilizado para describir la cantidad de energía eléctrica que se ha convertido en trabajo.

En términos simples, la potencia consumida por una instalación eléctrica se desglosa en potencia efectiva (o real) y en potencia reactiva. Sólo la potencia efectiva es la que en el proceso de transformación de la energía eléctrica se aprovecha como trabajo. El valor ideal del factor de potencia es 1, esto indica que toda la energía consumida por los aparatos ha sido transformada en trabajo útil. Por el contrario, un factor de potencia menor a la unidad significa que un mayor consumo de energía eléctrica ha sido necesario para producir el mismo trabajo útil.

Cuando la instalación tiene solamente aparatos caracterizados por una resistencia eléctrica (ampolletas de filamento, calefactores, calentadores de agua, etc.) el factor de potencia es 1. A medida que se agrega aparatos inductivos (motores, transformadores, lámparas de descarga y otros) el factor de potencia empeora, bajando de la unidad.

Mientras más bajo sea el factor de potencia con respecto a la unidad, mayores son las exigencias a los sistemas eléctricos, por lo que se deben sobredimensionar alimentadores y equipos en comparación con un factor de potencia cercano a 1.

Los problemas que pueden presentarse en una instalación eléctrica con bajo factor de potencia, son todos o algunos de los que se describen a continuación:

- Aumento innecesario de la intensidad de corriente, obligando a utilizar conductores eléctricos de mayor sección y encareciendo con esto el costo de las instalaciones.

- Pérdidas de energía en los conductores y fuertes caídas de tensión que afectan el comportamiento de los equipos eléctricos, pudiendo llegar a dañarlos.

- Incrementos innecesarios de la potencia instalada en transformadores y equipos, reducción de su vida útil y reducción de la capacidad de conducción de los conductores.

- La temperatura de los conductores aumenta y esto disminuye la vida útil de su aislamiento obligando a su reemplazo.

- Aumentos en los montos de facturas de electricidad por concepto de multas por "Recargo por Mal Factor de Potencia".

Dado lo expuesto anteriormente, resulta conveniente obtener factores de potencia cercanos a la

unidad y si por alguna causa en una instalación dada se producen valores bajos, se deben adoptar las medidas necesarias para corregir esta situación.

Para mejorar el factor de potencia, existen equipos dedicados a este propósito, siendo los más comunes los bancos de condensadores, ya sean estáticos o controlados mediante un controlador automático de factor de potencia. La decisión respecto a cual sistema es más conveniente implementar, dependerá de las condiciones particulares del proyecto de riego y de la inversión que una u otra alternativa represente para el proyecto.

Estudios comparativos establecen que en el peor de los casos, la inversión realizada en las instalaciones para mejorar el factor de potencia, se recupera en un plazo de entre 3 y 5 años, de modo que los beneficios obtenidos con la corrección del factor de potencia, con posterioridad a este lapso de tiempo, pueden considerarse como ganancia neta.

Para mejorar el Factor de Potencia, normalmente se conectan reactancias capacitivas, es decir, bancos de condensadores estáticos o controlados mediante un regulador automático de factor de potencia. Existen otros métodos de mejorar el factor de potencia, pero que son de un elevado costo, en comparación al uso de bancos de condensadores, como son el uso de motores sincrónicos y el uso de convertidores estáticos de potencia.

4.7.1. Corrección del Factor de Potencia Mediante Conexión de Bancos de Condensadores Estáticos

Los condensadores estáticos son el mecanismo de corrección del factor de potencia más común en instalaciones de baja potencia. Consiste en la conexión al sistema eléctrico de uno o varios condensadores que están permanentemente conectados a los consumos.

El cálculo de la capacidad de los condensadores, depende siguientes factores:

- Factor de Potencia real o estimado de la instalación.
- Factor de Potencia Deseado.
- Potencia de la instalación.

Con esta información, el cálculo de la potencia del condensador requerido, se realiza mediante la siguiente expresión:

$$Q_c = P * (tg \phi_1 - tg \phi_2) \text{ kVAR}$$

Donde:

- Qc** : Potencia del Condensador requerido, en kVA, para mejorar el factor de potencia ($\cos \phi$), desde un valor inicial al valor deseado.
- P** : Potencia activa de la instalación, medida en kW.
- tg ϕ_1** : Corresponde a la tangente del ángulo equivalente al factor de potencia inicial (existente).
- tg ϕ_2** : Corresponde a la tangente del ángulo correspondiente al factor de potencia final (deseado).

La siguiente figura muestra un ejemplo de banco de condensadores estático.

Banco de Condensadores Estáticos:



4.7.2. Corrección del Factor de Potencia Mediante Controladores Automáticos

Este sistema consiste en la conexión y desconexión de condensadores en función de las órdenes que les da un equipo de medición y control del factor de potencia, que está permanentemente midiendo el factor de potencia de la instalación. Es un sistema de mayor tecnología y costo que la simple conexión permanente de bancos de condensadores, pero que para sistemas eléctricos complejos, con gran cantidad de consumos inductivos y variabilidad de carga, permite un adecuado control del factor de potencia, mediante la conexión o desconexión de los condensadores en función de la carga, del factor de potencia deseado (programado) y del factor de potencia leído.

Los componentes principales de este sistema de mejoramiento son:

-Controlador automático de factor de potencia: Equipo electrónico que mide el factor de potencia de la instalación, dando la orden de conexión de bancos de condensadores en caso de que el valor leído sea inferior al deseado. Para la conexión de los condensadores, ordena el cierre de los contactores que se utilizan como interruptores.

Existen controladores para cuatro, seis, ocho y doce condensadores.

La siguiente fotografía muestra un controlador típico.

Controlador Automático de Factor de Potencia:



-Contactores: Dispositivos eléctricos utilizados como interruptores, en este caso, para conectar y desconectar los bancos de condensadores, según lo indicado por el controlador automático de factor de potencia.

La siguiente fotografía muestra un controlador típico.

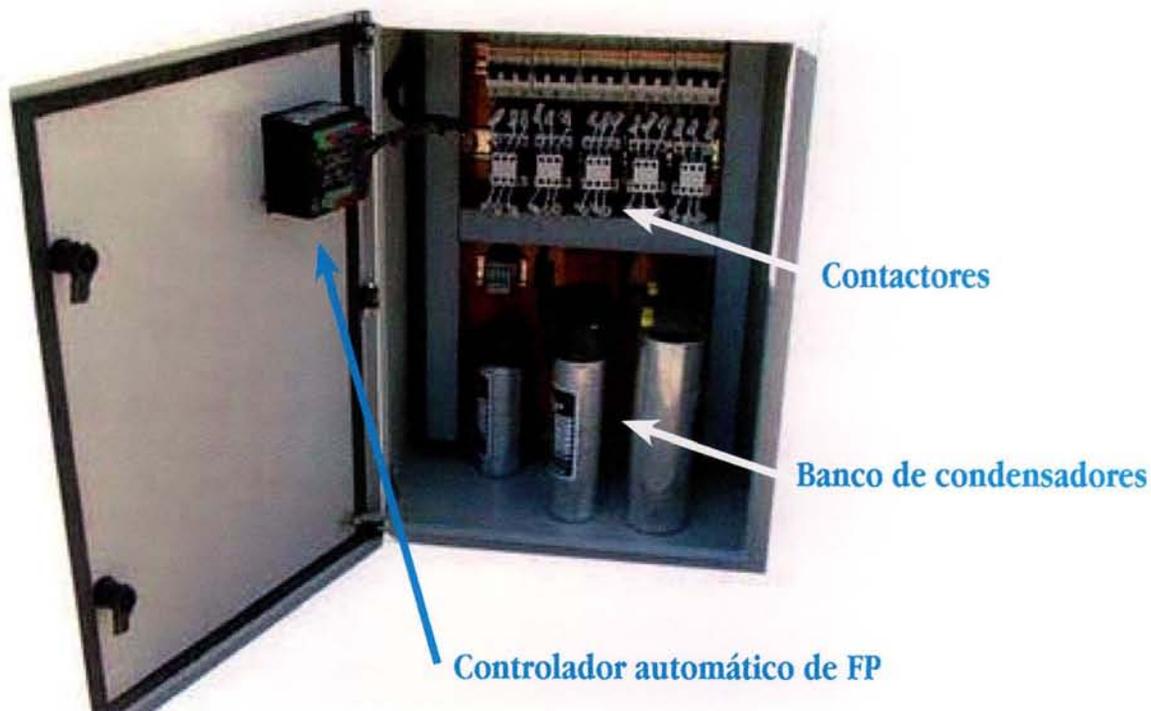
Ejemplo de Contactor:



-Banco de Condensadores: Corresponden a los condensadores encargados de mejorar el FP y que se conectan o desconectan según las órdenes del controlador automático de FP.

La siguiente fotografía muestra un banco de condensadores automático controlador automático

Ejemplo de Banco de Condensadores Automático::



Considerando que en general, los sistemas de riego, son sistemas más bien simples, con pocos motores y con baja variabilidad de carga, se considera adecuado el uso de condensadores estáticos en lugar de estos sistemas de control automático.

4.7.3. Conclusiones y Recomendaciones respecto al Factor de Potencia

En lo que respecta al Factor de Potencia (FP), cabe tener presente que este valor empeora cuando existen alguna o todas las condiciones siguientes:

- Varios motores eléctricos. A más motores, peor FP.
- Motores sobredimensionados (que trabajan a potencias inferiores a las nominales)
- Presencia de equipos de refrigeración y/o aire acondicionado.

Las consecuencias que un mal FP tiene para el propietario de una instalación eléctrica para riego son todas o algunas de las siguientes:

- Aumento innecesario de la intensidad de corriente, obligando a utilizar conductores eléctricos de mayor sección y encareciendo con esto el costo de las instalaciones.
- Pérdidas de energía en los conductores y fuertes caídas de tensión que afectan el comportamiento de los equipos eléctricos, pudiendo llegar a dañarlos.
- Incrementos innecesarios de la potencia instalada en transformadores y equipos, reducción de su vida útil y reducción de la capacidad de conducción de los conductores.
- La temperatura de los conductores aumenta y esto disminuye la vida útil de su aislamiento obligando a su reemplazo.
- Aumentos en sus facturas por concepto de multas por “Recargo por Mal Factor de Potencia”.

Para eliminar los inconvenientes técnicos en una instalación eléctrica con mal factor de potencia y evitar multas en la facturación mensual de energía, se recomienda, en la etapa de diseño del proyecto eléctrico, considerar la instalación de bancos de condensadores estáticos, utilizando la metodología de cálculo descrita anteriormente.

4.8. PUESTA A TIERRA

La norma Nch. Elec. 4/2003, exige que las instalaciones eléctricas cuenten con sistemas de protección contra contactos indirectos, mencionando los sistemas de protección clase A, para situaciones muy restringidas y los sistemas de protección clase B, para la mayoría de las instalaciones eléctricas. En el caso de las instalaciones eléctricas de sistemas de riego, aplica en sistema clase B.

Los sistemas de protección clase B, se basan en la instalación de sistemas de puestas a tierra, los que combinados con dispositivos de corte automático, protegen en forma adecuada contra contactos indirectos.

Estos sistemas de protección clase B, corresponden a los siguientes:

- Dispositivos automáticos de corte por corriente de falla, asociados con una puesta a tierra de protección.
- Empleo de protectores diferenciales.
- Neutralización.

De los sistemas mencionados, el normalmente utilizado corresponde al sistema de neutralización, el que consiste en unir las masas de la instalación al conductor neutro, de tal forma que las fallas francas

de aislación se transformen en un cortocircuito fase-neutro, provocando la operación de los aparatos de protección del circuito.

En la implementación de este sistema se pueden adoptar dos modalidades:

La conexión directa de las carcazas al neutro de la instalación, o la conexión de las carcazas a un conductor de protección asociado al neutro de la instalación. Sin embargo, para los fines de aplicación de la Norma sólo se considera aceptable la Neutralización con un conductor de protección asociado al neutro.

Para la adecuada operación de los sistemas de protección clase B, la norma exige la instalación de mallas de tierra adecuadas, tanto para la puesta a tierra de servicio como de protección.

Los diseños y ejecución de estos dos sistemas de puesta a tierra, deben respetar las indicaciones dadas en el artículo N° 10 de la norma Nch. Elec. 4/2003.

PARTE II

Manual de Revisión de Proyectos Eléctricos de Obras de Riego

INTRODUCCIÓN

En este Manual, se describen los aspectos que deben ser considerados en la revisión de Proyectos Eléctricos de Obras de Riego, tanto en la etapa de diseño y postulación al beneficio de la Ley 18.450, como en la etapa de ejecución, inspección, pruebas y recepción de las obras.

Para ello, se definen los principales aspectos a revisar y se entregan formularios o protocolos que servirán de guía en los procesos de revisión, pruebas y recepción de las obras.

TERMINOLOGÍA

A continuación se definen los términos técnicos utilizados en el presente Manual, correspondiendo a un extracto de la terminología señalada en la norma Nch. Elec. 4/2003, más algunos términos complementarios.

AISLACIÓN:

Conjunto de elementos utilizados en la ejecución de una instalación o construcción de un aparato o equipo y cuya finalidad es evitar el contacto con o entre partes activas.

AISLAMIENTO:

Magnitud numérica que caracteriza la aislación de un material, equipo o instalación.

APARATO:

Elemento de la instalación destinado a controlar el paso de la energía eléctrica.

APROBADO:

Aceptado por una entidad técnica, designada por la Superintendencia de acuerdo a sus facultades, mediante una certificación escrita en donde constan las características de funcionamiento y las normas de acuerdo a las cuales se efectuaron las pruebas de aprobación.

ARTEFACTO:

Elemento fijo o portátil, parte de una instalación, que consume energía eléctrica.

CANALIZACIÓN:

Conjunto formado por conductores eléctricos y los accesorios que aseguran su fijación y protección mecánica.

- **A la vista:** Canalizaciones que son observables a simple vista.
- **Embutida:** Canalizaciones colocadas en perforaciones o calados hechos en muros, losas o tabiques de una construcción y que son recubiertas por las terminaciones o enlucidos de éstos.
- **Ocultas:** Canalizaciones colocadas en lugares que no permiten su visualización directa, pero

que son accesibles en toda su extensión. Este término es aplicable también a equipos.

- **Preembutida:** Canalización que se incorpora a la estructura de una edificación junto con sus envigados.

- **Subterránea:** Canalizaciones que van enterradas en el suelo.

CARGA:

Es todo artefacto, equipo o instalación cuyo mecanismo u operación requiere del consumo de energía eléctrica para su funcionamiento. Dependiendo de su comportamiento las cargas pueden ser:

- **Carga lineal:** Es una carga cuyas características no afectan las formas de onda de tensión y corriente durante su período de funcionamiento.

- **Carga no lineal:** Es una carga cuyas características afectan los parámetros de la alimentación modificando la forma de onda de la tensión y/o corriente durante su período de funcionamiento.

CARGA TOTAL CONECTADA:

Corresponde a la suma aritmética de las potencias nominales de los artefactos o componentes de la instalación. Se puede también aplicar esta definición a partes de la instalación o sistema.

CIRCUITO:

Conjunto de artefactos alimentados por una línea común de distribución, la cual es protegida por un único dispositivo de protección.

CONDUCTOR:

Hilo metálico, de cobre dentro del alcance de esta Norma, de sección transversal frecuentemente cilíndrico o rectangular, destinado a conducir corriente eléctrica. De acuerdo a su forma constructiva podrá ser designado como alambre, si se trata de una sección circular sólida única, barra si se trata de una sección rectangular o conductor cableado si la sección resultante está formada por varios alambres iguales de sección menor.

- **Conductor activo:** Conductor destinado al transporte de energía eléctrica. Se aplicará esta calificación a los conductores de fase y neutro de un sistema de corriente alterna o a los conductores positivo, negativo y neutro de sistemas de corriente continua.

- **Conductor aislado:** Conductor en el cual su superficie está protegida de los contactos directos mediante una cubierta compuesta de una o más capas concéntricas de material aislante.

- **Conductor desnudo:** Conductor en el cual su superficie está expuesta al contacto directo sin protección de ninguna especie.

CONECTOR:

Dispositivo destinado a establecer una conexión eléctrica entre dos o más conductores.

COS (Φ):

Representa al coseno del ángulo de desfase entre la variable de voltaje y corriente en un sistema eléctrico. Este valor también se conoce como Factor de Potencia (FP).

DEMANDA:

La demanda de una instalación, sistema eléctrico o parte de él, es la carga de consumo en el punto considerado, promediada sobre un intervalo de tiempo dado. Se expresa en unidades de potencia.

- **Demanda máxima:** Es la mayor demanda de la instalación, sistema eléctrico o parte de él

que ocurre en un período de tiempo dado. Se expresa en unidades de potencia.

- **Demanda, factor de:** Es la razón, definida sobre un período de tiempo dado, entre la demanda máxima de la instalación o sistema y la carga total conectada. Se entenderá por carga total conectada a la suma aritmética de las potencias nominales de los artefactos o componentes de la instalación. Se puede también aplicar esta definición a partes de la instalación o sistema.

DIVERSIDAD, FACTOR DE:

Es la razón entre la suma de las demandas máximas individuales de cada una de las subdivisiones de una instalación o sistema y la demanda máxima de la instalación o sistema completo.

ENERGÍA ELÉCTRICA:

Se denomina energía eléctrica a la forma de energía que resulta de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos, lo que permite establecer una corriente eléctrica entre ambos, cuando se les coloca en contacto por medio de un conductor eléctrico, para obtener trabajo.

EQUIPO ELÉCTRICO:

Término aplicable a aparatos de maniobra, regulación, seguridad o control y a los artefactos y accesorios que forman parte de una instalación eléctrica. Dependiendo de su forma constructiva y características de resistencia a la acción del medio ambiente se calificarán según los tipos detallados a continuación y de acuerdo al cumplimiento de la norma específica sobre la materia.

- **Equipo abierto:** Equipo que no cuenta con ningún tipo de protección contra el acceso de materiales extraños, contra la entrada de agua o humedad ni barreras que impidan alcanzar partes energizadas. Su forma constructiva únicamente los hace aptos para ser instalados en recintos techados y en ambientes secos y limpios, accesibles sólo a personal calificado.

- **Equipo a prueba de goteo:** Equipo construido de modo que al quedar sometido a la caída de gotas de agua, con una inclinación no superior a 15°, éstas no penetran en su interior.

- **Equipo a prueba de lluvia:** Equipo construido de modo que al quedar sometido a la acción de una lluvia, con una inclinación de hasta 60°, ésta no penetra en su interior.

- **Equipo a prueba de salpicaduras:** Equipo construido de modo que al quedar sometido a la acción de salpicaduras de agua en cualquier dirección, ésta no penetra en su interior.

- **Equipo impermeable:** Equipo construido de modo que pueda trabajar sumergido en agua sin que ésta penetre en su interior.

- **Equipo a prueba de polvo:** Equipo construido de modo que al ser instalado en ambientes con polvos en suspensión, éstos no penetren en su interior.

FALLA:

Unión entre dos puntos a potencial diferente o ausencia temporal o permanente de la energía al interior o exterior de una instalación, que provoca una condición anormal de funcionamiento de ella, de alguno de sus circuitos o de parte de éstos. Estas fallas pueden ser de los tipos siguientes:

- **Cortocircuito:** Falla en que su valor de impedancia es muy pequeño, lo cual causa una circulación de corriente particularmente alta con respecto a la capacidad normal del circuito, equipo o parte de la instalación que la soporta.

- **Falla a masa:** Es la unión accidental que se produce entre un conductor activo y la cubierta o bastidor metálico de un aparato, artefacto o equipo eléctrico.

- **Falla a tierra:** Unión de un conductor activo con tierra o con equipos conectados a tierra.

- **Falla fugaz:** Es aquella en que el agente que ocasiona la falla no deja evidencia ni rastro.

- **Falla instantánea:** Falla que tiene un tiempo de duración comprendido entre 0,5 y 30

ciclos. 1 ciclo corresponde a 1/50 segundos.

- **Falla permanente:** Falla que tiene una duración suficiente como para que los parámetros del circuito o parte del sistema en falla alcancen sus valores estables.

- **Falla transitoria:** Falla que tiene tiempo de duración comprendido entre 30 ciclos y 3 segundos.

- **Microcorte:** Corte de energía con un tiempo de duración comprendido entre 0,1 segundos y 3 minutos.

- **Sobrecorriente:** Corriente que sobrepasa el valor permisible en un circuito eléctrico; puede ser provocada por cualquiera de las condiciones de falla definidas en los párrafos precedentes o por una sobrecarga.

INSTALACION DE CONSUMO:

Instalación eléctrica construida en una propiedad particular, destinada al uso exclusivo de sus usuarios o propietarios, en la cual se emplea la energía eléctrica con fines de uso doméstico, comercial o industrial.

INSTALADOR ELÉCTRICO:

Persona autorizada por la Superintendencia para proyectar, dirigir y/o ejecutar instalaciones eléctricas.

INSTALACIONES DE BAJA TENSIÓN:

Según la norma NSEG. 5 En. 71, Instalaciones de Corrientes Fuertes, corresponden a las instalaciones cuya tensión nominal no excede de 1.000 Volts.

INSTALACIONES DE ALTA TENSIÓN:

Según la norma NSEG. 5 En. 71, Instalaciones de Corrientes Fuertes, corresponden a las instalaciones cuya tensión nominal sobrepasa los 1.000 Volts.

MASA:

Parte conductora de un equipo eléctrico, normalmente aislada respecto de los conductores activos, que en ciertos circuitos puede ser utilizada como conductor de retorno y que en condiciones de falla puede quedar energizada y presentar un potencial respecto del suelo.

PROTECCIONES:

Dispositivos destinados a desenergizar un sistema, circuito o artefacto cuando en ellos se alteran las condiciones normales de funcionamiento. Las protecciones más comunes se describen a continuación:

- **Disyuntor:** Dispositivo de protección provisto de un comando manual y cuya función es desconectar automáticamente una instalación o la parte fallada de ella, por la acción de un elemento termomagnético u otro de características de accionamiento equivalentes, cuando la corriente que circula por ella excede valores preestablecidos durante un tiempo dado.

- **Fusible:** Dispositivo de protección cuya función es desconectar automáticamente una instalación o la parte fallada de ella, por la fusión de un hilo conductor, que es uno de sus componentes, cuando la corriente que circula por ella excede valores preestablecidos durante un tiempo dado.

- **Protector térmico:** Dispositivo destinado a limitar la sobrecarga de artefactos eléctricos mediante la acción de un componente que actúa por variaciones de temperatura, generalmente un par bimetálico.

- **Protector diferencial:** Dispositivo de protección destinado a desenergizar una instalación, circuito o artefacto cuando existe una falla a masa; opera cuando la suma fasorial de las corrientes a través de los conductores de alimentación es superior a un valor preestablecido.

RUPTURA (CIERRE), CAPACIDAD DE:

Valor de la componente alterna de la corriente de cortocircuito, expresada en términos del valor efectivo (rms), que una protección puede cerrar, mantener durante el periodo de operación y despejar, al abrir en condiciones preestablecidas, sin que se alteren sus características constructivas ni de funcionamiento.

RED PÚBLICA:

Instalaciones eléctricas, de propiedad de empresas concesionarias de servicio público, destinadas a la generación, transporte y distribución de la energía eléctrica, de modo de servir desde ellas a instalaciones de consumo.

RÉGIMEN DE CARGA:

Es el parámetro que define el comportamiento de la carga de un equipo, circuito o instalación a través del tiempo. Para los efectos de aplicación de esta Norma se definen los siguientes regímenes de carga:

- **Régimen permanente:** Es aquel cuya duración es tal que todos los elementos de la instalación alcanzan su temperatura nominal estable, al circular en ésta su corriente nominal.

- **Régimen intermitente:** Es aquel en que los tiempos de conexión se alternan con pausas cuya duración no es suficiente como para que los elementos de la instalación alcancen la temperatura nominal. La suma del tiempo de conexión y de la pausa se conocen como ciclo de trabajo; y la razón entre el tiempo de conexión y el ciclo de trabajo se denomina factor de funcionamiento.

- **Régimen periódico:** Es un régimen intermitente en el cual el ciclo de trabajo es constante y se repite en forma regular.

- **Régimen de breve duración:** Es aquel en que el tiempo de conexión es tan corto que no se alcanza la temperatura de régimen estable y la pausa es lo suficientemente larga como para que los elementos de la instalación recuperen la temperatura del medio ambiente.

SENSIBILIDAD:

Valor de corriente diferencial que hace operar a un protector diferencial. Se entenderá por corriente diferencial a la suma fasorial de los valores instantáneos de las corrientes que circulan a través de todos los conductores del circuito principal del protector.

SOBRECARGA:

Aumento de la potencia o corriente absorbida por un artefacto más allá de su valor nominal.

SUBCARGA:

Se refiere a aquellos artefactos, cargas o sistemas que consumen una potencia o corriente menor a su valor nominal.

TIERRAS:

- **Tierra de referencia:** Electrodo de tierra usado para efectos de medición o comparación, instalado en una zona del suelo, en particular de su superficie, lo suficientemente alejada del electrodo de tierra a medir o del punto de comparación, como para que no se presenten diferencias de

potencial entre distintos puntos de ella.

- **Tierra, electrodos de:** Son conductores desnudos, enterrados, cuya finalidad es establecer contacto eléctrico con el suelo.

- **Tierra, línea de:** Conductor que une el electrodo de tierra con el punto de la instalación eléctrica que se quiere poner a tierra.

- **Tierra, poner a:** Consiste en unir un punto del circuito de servicio o la masa de algún equipo con el suelo.

- **Tierra, puesta a:** Conjunto de electrodos y líneas de tierra cuya finalidad es establecer el contacto eléctrico con el suelo.

- **Tierra de protección, puesta a:** Se entenderá por tierra de protección a la puesta a tierra de toda pieza conductora que no forma parte del circuito activo, pero que en condiciones de falla puede quedar energizada. Su finalidad es proteger a las personas contra tensiones de contacto peligrosas.

- **Tierra de servicio, puesta a:** Se entenderá por puesta a tierra de servicio a la conexión a tierra del neutro de la instalación.

- **Tierra, resistencia de puesta a:** Valor de resistencia eléctrica medido entre un electrodo de tierra y una tierra de referencia, más la resistencia eléctrica de la línea de tierra.

- **Tierra, resistividad específica de:** Es la resistencia eléctrica específica del suelo en consideración; usualmente se representa como la resistencia de un cubo de arista unitaria, medida entre dos caras opuestas de él. En el sistema internacional de unidades su unidad será el $\text{Ohm}\cdot\text{m}^2/\text{m} = \text{Ohm}\cdot\text{m}$.

TRABAJO:

Se define como el producto de la fuerza por el desplazamiento a través de la cual actúa la fuerza.

VALORES NOMINALES:

Son los valores de los parámetros de funcionamiento de un sistema, instalación, equipo o artefacto, definidos por su fabricante o instalador para identificarlos.

1. PROCEDIMIENTOS PARA PRESENTACIÓN Y REVISIÓN DE PROYECTOS

Los proyectos que se postulen al beneficio de la Ley 18.450, deberán contener todos los antecedentes establecidos en este Manual, los que serán revisados tanto en su etapa de diseño como de ejecución de obras, siguiendo los procedimientos o pautas que se describen en los siguientes apartados.

1.1. FORMATOS Y ANTECEDENTES CONTENIDOS EN EL PROYECTO

Los proyectos eléctricos de obras de riego que postulen a la Ley 18.450 deben cumplir las exigencias de las normas Nch. Elec. 2/84 que norma la Elaboración y Presentación de Proyectos ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, SEC. Esta norma indica los formatos y antecedentes mínimos que debe contener un proyecto eléctrico para poder ser inscrito y posteriormente puesto en servicio.

Además de los documentos solicitados en la norma antes indicada, los proyectos eléctricos deberán contener los documentos o estudios complementarios que la Comisión Nacional de Riego requiera para poder evaluar en forma apropiada los proyectos de riego.

A continuación se describen los documentos que deben contener los proyectos eléctricos y que serán revisados por la CNR.

Documentos exigidos en la norma Nch. Elec. 2/84:

Según esta norma, el estudio técnico de un proyecto de instalación eléctrica deberá contener a lo menos las siguientes partes:

a) Memoria Explicativa, la cual contendrá lo siguiente:

Descripción de la obra: Corresponde a una descripción breve y concisa de la finalidad de la instalación y su ubicación geográfica. Se hará una descripción de su funcionamiento destacando las partes más importantes del proceso, indicando además, el criterio con que fue elaborado el proyecto.

Cálculos justificativos: Corresponde a la presentación de la justificación matemática de las soluciones, indicándose todos los factores considerados en ellas.

Los cálculos presentados en la Memoria se basarán en datos fidedignos, aceptados por el Ministerio o avalados por entidades responsables; en ellos se incluirá en general, características eléctricas del sistema desde el cual la instalación será alimentada, valores de mediciones que se hayan realizado en terreno y todo dato que sea necesario para la correcta interpretación del proyecto y posterior ejecución de la obra.

Especificaciones Técnicas: Estas especificaciones técnicas corresponden a las especificaciones de los componentes de la instalación y deben contener las características de funcionamiento, designación de tipo, características de instalación, dimensionales, constructivas y de materiales y en general, toda otra indicación que haga claramente identificable a los distintos componentes de la instalación.

Cubicación de materiales: Corresponde al listado detallado de equipos, materiales y accesorios que serán componentes de la instalación terminada o que se utilizarán en su montaje, indicando las cantidades totales empleadas.

b) Planos, los que mostrarán gráficamente la forma constructiva de la instalación, indicando ubicación de componentes, dimensiones de las canalizaciones, su recorrido y tipo, características de las protecciones, etc.

Documentos complementarios para postulación a la Ley 18.450:

De acuerdo a lo analizado en el desarrollo del presente Manual de Diseño, se considera necesario presentar como antecedentes complementarios a los indicados anteriormente, los siguientes documentos:

- Estudio del sistema tarifario, con la recomendación de la tarifa a contratar con la empresa de distribución local.

- Estudio del mejoramiento del factor de potencia de la instalación.

- Presupuesto de las obras eléctricas a ejecutar directamente por la empresa de distribución de energía. Para ello, se debe presentar un presupuesto que será identificado claramente como: "Presupuesto de Obras Eléctricas Públicas Ejecutadas por Empresa Eléctrica".

- Presupuesto de las obras eléctricas a ejecutar por instaladores eléctricos autorizados. Para ello, se debe presentar un presupuesto que será identificado claramente como: "Presupuesto de Obras Eléctricas Particulares".

Para verificar que el proyecto contiene todos los documentos listados anteriormente, se propone que la persona encargada de la revisión del proyecto por parte de la Comisión Nacional de Energía utilice un formulario de chequeo de documentación, que puede ser similar al formulario N° 1 que se adjunta a continuación. En este formulario, el revisor de CNR podrá anotar la información general del proyecto y chequear en forma rápida si el proyecto contiene o no los documentos exigidos en este Manual; para ello debe marcar la opción adecuada en el casillero correspondiente: sí, en el caso de que el documento se adjunte; no en el caso de que el documento no esté contenido en el proyecto o N/A en el caso de que el documento solicitado no aplique al tipo de proyecto presentado. Además podrá hacer las observaciones puntuales que resulten del proceso de revisión de documentación adjunta, tales como falta de páginas, documento ilegible, etc.

Una vez realizado este chequeo general, el revisor firmará el formulario en señal de verificación de documentación. En ningún caso, esta revisión de documentos significará aprobación del proyecto, ya que la revisión detallada se hará mediante formularios complementarios propuestos en los siguientes apartados de este Manual.

Formulario N° 1: Verificación de contenido del proyecto

ANTECEDENTES DEL PROYECTO, BENEFICIARIO Y PROYECTISTA					
NOMBRE PROYECTO	:		CODIGO PROYECTO	:	
UBICACION	:				
NOMBRE BENEFICIARIO	:	RUT	:	FONO	:
NOMBRE PROYECTISTA	:	RUT	:	FONO	:

ANTECEDENTES QUE SE ADJUNTAN CON LA PRESENTACIÓN DEL PROYECTO
--

REVISIÓN	INCLUIDO			INDICACIONES
	Sí	No	N/A	
Antecedentes Presentados:				
Memoria Explicativa	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Planos	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Estudio Tarifario	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Estudio Factor de Potencia	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Presupuesto Obras Cía. Electrica	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Presupuesto Obras Instalador	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Formulario TE 1. Inscripción en SEC	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Otros antecedentes adjuntos. Especificar				

OBSERVACIONES

Nombre y Firma Revisor Técnico CNR	Fecha :
------------------------------------	---------

1.2. REVISIÓN DE LOS ASPECTOS TÉCNICOS

Los documentos del proyecto, serán revisados por personal de la CNR, tanto en sus aspectos técnicos como económicos con el fin de identificar posibles inconsistencias o desviaciones con respecto a proyectos del mismo tipo o de similares características.

Para lo anterior, se propone realizar las revisiones de los aspectos más importantes de las distintas partidas que componen el proyecto eléctrico y que más influyen en el costo y que son:

-Extensión Línea Pública. En general, los proyectos de extensión de líneas eléctricas públicas, tanto en baja como en alta tensión (BT y AT), son proyectados y ejecutados por la empresa eléctrica de distribución en la zona de ubicación del proyecto de riego. Para ello utilizan sus propios estándares o reglamentos, sin que el propietario del proyecto de riego o el cliente que solicita la extensión de la línea tenga mayor ingerencia. Generalmente parte de los costos de extensión de líneas de distribución son traspasadas al solicitante del empalme que lo motiva, en la modalidad conocida como “aportes reembolsables”, lo que significa que el “cliente” debe cancelar la suma definida como aporte reembolsable con el compromiso que la empresa eléctrica le devuelva este aporte en un plazo determinado, en determinada modalidad, que puede ser mediante descuentos en las cuentas mensuales, acciones de la empresa u otra.

En la etapa de revisión de este alcance, se recomienda revisar el presupuesto por las obras que debe ejecutar la empresa eléctrica con el fin de determinar si existen aportes reembolsables y la modalidad de devolución ofrecida.

-Línea Eléctrica Interior. Se entenderá como línea eléctrica interior al conjunto de cables, postes, crucetas, aisladores y accesorios, instalados al interior del predio, entre el punto de empalme con la empresa eléctrica y el transformador, en el caso de alimentación en Alta Tensión o el tablero general TGFyA (el primer tablero eléctrico de la instalación después del empalme) en el caso de alimentación en Baja Tensión.

El diseño de estas líneas puede ser realizado por el proyectista eléctrico de la instalación interior o por la empresa eléctrica de distribución local. No obstante lo anterior, el proyecto seguirá siendo parte de un proyecto de instalación particular, el que debe regirse por las normas nacionales aplicables a estas instalaciones, descritas en la parte I del presente Manual.

El componente principal a revisar del proyecto de la línea interior corresponde a los conductores (cables) y se debe verificar que las características de éstos sean las adecuadas para el tipo de instalación (intemperie expuestos a rayos UV), voltaje de servicio (alta o baja tensión) y corriente que consume la carga conectada.

-Cables para línea interior aérea en AT: Los cables de la línea interior en AT pueden ser de cobre o aluminio, ambos sin aislación (conductores desnudos), los que son instalados sobre aisladores de vidrio, porcelana o plástico, adecuados para los voltajes de la línea eléctrica.

-Cables para línea interior aérea en BT: En el caso de las líneas aéreas interiores de BT, los cables pueden ser de cobre desnudo o con aislación. En este último caso, debe verificarse que la aislación de los cables sea apta para uso en intemperie. A continuación, se muestra un extracto de la tabla N° 8.6a de la norma eléctrica nacional Nch. Elec. 4/2003, que describe los tipos de cables de baja tensión aislados posibles de usar en tendidos aéreos:

Tabla N° II 1.1: Características de Conductores Aislados Para Uso en Líneas Aéreas de Baja Tensión.

Características Constructivas	Letras de Identificación	Condiciones de Uso	Tensión de servicio (V)	Sección Nominal (mm ²)
Conductor unipolar, (alambre o cableado) aislación de PVC	NSYA	Ambientes secos o húmedos, canalizados en tuberías, bandejas, escalerillas, molduras, en tendidos aéreos a la intemperie en líneas de acometida, fuera del alcance de la mano	600	1,5 a 400
Conductor cableado o alambre, aislación de Polietileno	PW	Líneas aéreas a la intemperie	600	8,37 a 107
Conductor unipolar, cableado, aislación Polietileno reticulado chaqueta PVC	TTU	Instalaciones aéreas o subterráneas, en ducto o directamente en tierra o bajo agua, interiores canalizados en ductos, bandejas, o escalerillas. Ambientes secos, húmedos o mojados.	600	8,37 a 506,7
Conductor multipolar, (2,3 o 4 conductores por cable) aislación PVC, chaqueta PVC	TTMU	Instalaciones aéreas o subterráneas, en ducto o directamente en tierra o bajo agua, interiores canalizados en ductos, bandejas, o escalerillas. Ambiente secos, húmedos o mojados.	600	2,08 a 253,4
Conductor unipolar, cableado, aislación Polietileno reticulado chaqueta PVC	XTU	Instalaciones aéreas o subterráneas, en ducto o directamente en tierra o bajo agua, interiores canalizados en ductos, bandejas, o escalerillas. Ambientes secos, húmedos o mojados.	600	2,08 a 506,7

Tabla N° II 1.1: (Continuación). Características de Conductores Aislados Para Uso en Líneas Aéreas de Baja Tensión.

Características Constructivas	Letras de Identificación	Condiciones de Uso	Tensión de servicio (V)	Sección Nominal (mm ²)
Conductor multipolar, (2,3 o 4 conductores por cable) aislación Polietileno reticulado, chaqueta VC	XTMU	Instalaciones aéreas o subterráneas, en ducto o directamente en tierra o bajo agua, interiores analizados en ductos, bandejas, o escalerillas. Ambiente secos, húmedos o mojados.	600	2,08 a 253,4
Conductor monopolar; alambre o cableado. Aislación polietileno chaqueta PVC	PT	Instalaciones aéreas o subterráneas, en ducto o directamente en tierra o bajo agua, interiores canalizados en ductos, bandejas, o escalerillas. Ambiente secos, húmedos o mojados.	600	8,37 a 506,7
Conductor monopolar; alambre o cableado. Aislación etileno propileno chaqueta neopreno	USE-RHH	Instalaciones aéreas o subterráneas, en ducto o directamente en tierra o bajo agua, interiores canalizados en ductos, bandejas, o escalerillas. Ambientes secos, húmedos o mojados.	600	3,31 a 506,7
Conductor tripolar; alambre o cableado. Aislación etileno propileno chaqueta neopreno	USE-RHHM	Instalaciones aéreas o subterráneas, en ducto o directamente en tierra o bajo agua, interiores canalizados en ductos, bandejas, o escalerillas. Ambientes secos, húmedos o mojados.	600	3,31 a 506,7
Conductor monopolar; alambre o cableado. Aislación etileno propileno chaqueta PVC	ET	Instalaciones aéreas o subterráneas, en ducto o directamente en tierra o bajo agua, interiores canalizados en ductos, bandejas, o escalerillas. Ambientes secos, húmedos o mojados.	600	3,31 a 506,7
Conductor monopolar; alambre o cableado. Aislación etileno propileno chaqueta neopreno	EN	Instalaciones aéreas o subterráneas, en ducto o directamente en tierra o bajo agua, interiores canalizados en ductos, bandejas, o escalerillas. Ambiente secos, húmedos o mojados.	600	3,31 a 506,7

Luego, deberá verificarse que los cables proyectados para la línea de baja tensión corresponden a alguno de los tipos indicados en la tabla anterior.

-Capacidad de transporte de corriente: Además del tipo de conductor, deberá verificarse que la sección del conductor es el adecuado para transportar la corriente que será consumida por la carga, para ello debe verificarse que:

$$I_{\text{cable}} \geq I_{\text{carga}}$$

Donde:

I_{cable}: Corresponde a la capacidad nominal del cable según la sección en mm² de éste y según el tipo de aislación. La capacidad de transporte se obtiene de la tabla N° 8.7 de la norma Nch. Elec. 4/2003. Un extracto de esta tabla se muestra en la tabla N° II 1.1.2.

I_{carga}: Corresponde a la corriente que consumirá la instalación de riego. Esta capacidad se obtiene del plano de cuadro de carga o de los cálculos justificativos del proyecto.

Para conductores desnudos en el caso de líneas de AT, deberá verificarse la misma condición, solamente que la corriente de carga I_{carga}, corresponderá a la corriente nominal del transformador, en el lado de AT. La tabla N° II 1.1.3 muestra las capacidades de transporte de corriente para alambres desnudos de cobre.

Tabla N° II 1.2: Intensidad de Corriente Admisible para Conductores Aislados. Secciones Milimétricas. Temperatura de Servicio: 70° C; Temperatura Ambiente: 30° C. (Extracto tabla N° 8.7 Norma Nch. Elec. 4/2003)

Sección Nominal (mm ²)	Corriente Admisible Para Tendidos al Aire
2,5	32
4,0	42
6,0	54
10	73
16	98
25	129
35	158
50	197
70	244
95	291
120	343
150	382
185	436
240	516
300	595

Tabla N° II 1.3: Intensidad de Corriente Admisible para cable de cobre desnudo. Temperatura de Servicio: 80° C; Temperatura Ambiente: 40° C. (Extracto catálogo COCESA)

Sección Nominal AWG	Sección Nominal (mm2)	Corriente Admisible al Aire
8	8,37	98
6	13,30	124
4	21,15	155
2	33,63	209
1	42,41	243
1/0	53,49	282
2/0	67,43	329
3/0	85,06	386
4/0	107,2	444

-Empalme: Debe verificarse que la potencia nominal del empalme proyectado no exceda la potencia de las cargas asociadas al proyecto de riego. La potencia del transformador debe estar indicada en el plano de diagrama unilineal del proyecto o en los cálculos justificativos de la Memoria Explicativa del proyecto.

Algebraicamente debe cumplirse lo siguiente:

$$P_e \leq P_{carga}$$

Donde:

Pe: Corresponde a la potencia nominal del empalme a contratar con la empresa distribuidora de electricidad, expresada en kVA o kW. Este valor se obtiene del plano de diagrama unilineal, de la Memoria Explicativa del proyecto o del informe de estudio de tarifa eléctrica que debe formar parte de los documentos del proyecto.

Pcarga: Corresponde a la potencia total de la carga del proyecto de riego, expresada en kVA o kW. Se obtiene sumando las potencias de las cargas de fuerza (potencias de motores de bombas) con las potencias de las cargas de alumbrado y enchufes pertenecientes a la instalación de riego. Este valor, se obtiene de los planos de cuadros de carga del proyecto.

-Transformador: Debe verificarse que la potencia especificada para el transformador sea concordante con las potencias consumidas por las cargas de la instalación. Para ello, el proyectista debe seleccionar un transformador de potencia normalizada igual a la potencia de la carga o la potencia normalizada inmediatamente superior en el caso de que la potencia de la carga no coincida con alguna potencia normalizada. Para ello se debe utilizar el cuadro de potencias normalizadas que

se muestra en la tabla N° II.1.4. La potencia del transformador debe estar indicada en el plano de diagrama unilineal del proyecto o en los cálculos justificativos de la Memoria Explicativa del proyecto.

Tabla N° II 1.4: Potencias Normalizadas para transformadores de distribución

Potencias Normalizadas para Transformadores de Distribución. Entre 5 y 150 kVA
5 kVA
10 kVA
15 kVA
30 kVA
45 kVA
75 kVA
150 kVA

-Banco de Condensadores. Los bancos de condensadores deben instalarse en proyectos trifásicos con cargas inductivas (como son las bombas eléctricas) de potencias superiores a 10 kW. Durante la revisión del proyecto eléctrico debe revisarse a lo menos que esté considerada su instalación y que la potencia de éste esté dentro de los rangos normales o aceptables a la instalación.

La inclusión en el proyecto eléctrico del Banco de Condensadores, se verifica del plano de diagrama unilineal, al igual que su potencia y características técnicas. También la potencia de este equipo debe estar indicada en los cálculos justificativos del proyecto, que forma parte de la Memoria Explicativa.

Lo más común es que la potencia de un Banco de Condensadores sea del orden de un 30% de la potencia de la carga total conectada, regla que puede ser considerada para la revisión de este equipo en un proyecto determinado.

A continuación se presenta un formulario que puede ser utilizado para resumir los resultados de la revisión del proyecto eléctrico.

Este formulario, N° 2, sirve para resumir las características principales del proyecto y para verificar el cumplimiento de los aspectos más relevantes descritos anteriormente.

Formulario Nº 2: Pauta para revisión de proyectos eléctricos

ANTECEDENTES DEL PROYECTO. BENEFICIARIO Y PROYECTISTA

NOMBRE PROYECTO : CODIGO PROYECTO :
 UBICACION :
 NOMBRE BENEFICIARIO : RUT : FONO:
 NOMBRE PROYECTISTA : RUT : FONO:

RESUMEN DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Tipo de Riego: (Goteo, Microaspersión, Aspersión, otro)
 Tipo de Alimentación (AT o BT): AT: Alta Ten BT : Baja Tensión
 Alimentación monofásica o trifásica: 1F : Monofá 3F: Trifásica
 Tipo de Tarifa Propuesta: BT1; BT2; BT3; BT4.1; BT4.2; BT4.3
 AT2; AT3; AT4.1; AT4.2; AT4.3
 Potencia Total Cargas de Fuerza en kW (Bombas):
 Potencia Total Cargas de Alumbrado en kW:
 Potencia Total de la Instalación en kW (Pcarga): Corresponde a la suma de las dos potencias anteriores
 Corriente Total Nominal de la carga en A (Icarga) Obtenida de los cálculos justificativos

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LA INSTALACION

REVISIÓN	INCLUYE			Potencia kW	Voltajes (AT o BT)	Tipo de Cable (aislado, desnudo, cu o al y sección)	Cap. de corriente (A)	Criterio a cumplir	CUMPLE		
	Sí	No	N/A						Sí	No	N/A
Extensión Línea Eléctrica	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>					Icable ≥ Icarga	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Línea Eléctrica Interior	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>					Icable ≥ Icarga	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Empalme	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>					Pe ≤ Pcarga	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Transformador	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>					Pot transformador cercano Pcarga	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Banco de Condensadores	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>					Pbc cercano al 30% Pcarga	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

NOTAS	OBSERVACIONES	FECHA OBSERVACIONES

Nombre y firma Revisor CNR Fecha

1.3. REVISIÓN DE COSTOS DE LOS PROYECTOS

Para determinar si los presupuestos de las instalaciones eléctricas de obras de riego están dentro de los rangos normales para este tipo de instalaciones, se han preparado precios referenciales por unidad de partida (precios unitarios), con los que se puede estimar el costo total de la instalación, multiplicando el costo unitario por las cantidades de obras indicadas en el presupuesto del proyecto o en la memoria explicativa éste.

Se debe considerar que estos precios unitarios en ningún caso pueden ser interpretados como precios a firme o absolutos, ya que están desarrollados en base a precios de lista de equipos particulares y con proveedores puntuales, estimación de costo de montaje en función del tiempo que demora la instalación, gastos generales y utilidades según una estimación propia del consultor, entre otras.

A continuación, se entregan los resúmenes de la estimación de precios unitarios para las partidas principales, el detalle de las partidas y consideraciones tomadas en cuenta para su estimación, se muestra en la parte III de este Manual correspondiente a las Bases Técnicas.

Tabla N° II 1.5: Precio Unitario Línea de AT en conductor de cobre desnudo (UF/Km.).

Descripción	Unidad	Cant.	P. Unitario UF
Línea aérea de AT en conductor de cobre desnudo de 13,3 mm ² en poste de hormigón armado de 10 m de alto.	Km.	1	928,48
Línea aérea de AT en conductor de cobre desnudo de 21,1 mm ² en poste de hormigón armado de 10 m de alto.	Km.	1	1101,33
Línea aérea de AT en conductor de cobre desnudo de 33,6 mm ² en poste de hormigón armado de 10 m de alto.	Km.	1	1363,90

Tabla N° II 1.6: Precio Unitario Línea de AT en conductor de aluminio desnudo (UF/Km.).

Descripción	Unidad	Cant.	P. Unitario UF
Línea aérea de AT en conductor de cobre desnudo N° 4 (21,15 mm ²) en poste de hormigón armado de 10 m de alto.	Km.	1	751,24
Línea aérea de AT en conductor de cobre desnudo N° 2 (33,6 mm ²) en poste de hormigón armado de 10 m de alto.	Km.	1	795,00
Línea aérea de AT en conductor de cobre desnudo N° 1/0 (53,49 mm ²) en poste de hormigón armado de 10 m de alto.	Km.	1	860,64
Línea aérea de AT en conductor de cobre desnudo N° 2/0 (67,43 mm ²) en poste de hormigón armado de 10 m de alto.	Km.	1	970,05

Tabla N° II 1.7: Precio Unitario Línea de BT trifásica en conductor de cobre aislado (UF/Km.).

Descripción	Unidad	Cant.	P. Unitario UF
Línea aérea de BT, trifásica en conductor de cobre desnudo de 4 mm ² - PI, en poste de hormigón armado de 10 m de alto.	Km.	1	788
Línea aérea de BT, trifásica en conductor de cobre desnudo de 10 mm ² - PI, en poste de hormigón armado de 10 m de alto.	Km.	1	1007
Línea aérea de BT, trifásica en conductor de cobre desnudo N° 4 AWG en poste de hormigón armado de 10 m de alto.	Km.	1	1430
Línea aérea de BT, trifásica en conductor de cobre desnudo N° 1/0 en poste de hormigón armado de 10 m de alto.	Km.	1	3136
Línea aérea de BT, trifásica en conductor de cobre desnudo N° 4/0 en poste de hormigón armado de 10 m de alto.	Km.	1	5733

Tabla N° II 1.8: Precio Unitario Por Suministro e Instalación de Transformadores aislados en aceite, montaje en poste. Entre 5 y 150 kVA.

Descripción	Unidad	Cant.	P. Unitario UF
Suministro y Montaje Transformador trifásico, montado en postes. 5 kVA	c/u	1	123
Suministro y Montaje Transformador trifásico, montado en postes. 10 kVA	c/u	1	159
Suministro y Montaje Transformador trifásico, montado en postes. 45 kVA	c/u	1	203
Suministro y Montaje Transformador trifásico, montado en postes. 90 kVA	c/u	1	319
Suministro y Montaje Transformador trifásico, montado en postes. 150 kVA	c/u	1	418

2. PROCEDIMIENTOS PARA INSPECCIÓN Y RECEPCIÓN DE LAS OBRAS

2.1. PRUEBAS DE RECEPCIÓN

Para la recepción de las instalaciones a conformidad de la Inspección Técnica de Obras (ITO), el instalador deberá demostrar que las obras se ejecutaron de acuerdo al respectivo proyecto y que cumplen con las calidades y estándares exigidos en normas. Para ello, el instalador, deberá realizar pruebas antes de la puesta en servicio de la instalación y posterior a esto, de tal manera de demostrar que éstas quedaron operativas y funcionando en forma correcta.

Todas las pruebas y verificaciones necesarias para demostrar la correcta ejecución de las obras, deben ser ejecutadas por el instalador eléctrico autorizado por SEC y deben quedar registradas en protocolos o formularios de pruebas adecuados. Estos formularios deben ser firmados por el instalador autorizado y deben ser presentados como antecedentes para la recepción de las obras. El Inspector de las Obras por parte de la CNR deberá verificar la entrega de estos formularios de parte del Instalador.

Las pruebas mínimas que deberán ser ejecutadas y respaldadas en protocolos de pruebas, serán a lo menos las siguientes:

- Revisión y Pruebas de Tableros Eléctricos.
- Revisión y Pruebas de Conductores.
- Revisión de Conexionado de Potencia y Control.
- Revisión de Sistemas de Puesta a Tierra.
- Pruebas de Operación del Sistema.

A continuación se presentan los procedimientos de pruebas y formularios tipo, que pueden ser utilizados para documentar las pruebas. En el caso de empresas o instaladores que cuenten con sus propios formularios o protocolos de prueba, se aceptará la presentación de éstos, siempre y cuando contengan a lo menos la información indicada en estos formularios tipo.

2.1.1. Revisión y Pruebas de Tableros Eléctricos

El instalador debe verificar que los tableros y sus protecciones cumplen con las Normas y las especificaciones de proyecto, para lo cual realizará una revisión física y operativa del tablero, verificando a lo menos lo siguiente:

- Correcto anclaje y nivelación del tablero. No debe estar suelto ni desnivelado.
- Verificar que el tablero cuenta con su puerta y contratapa. Verificar la correcta apertura y cierre de estos elementos.
- Revisión de estructura del tablero y pintura. No debe tener abolladuras ni daños en la pintura.
- Verificar la capacidad de ampliación del tablero, para lo cual debe existir a lo menos un 25% de espacio libre.
- Verificar la resistencia de aislación del tablero.
- Verificar el cumplimiento del proyecto, en cuanto a cantidad y características de elementos de potencia y control, indicados en los diagramas eléctricos del proyecto.
- Verificar la adecuada identificación de elementos del tablero, tales como protecciones, contactores, cables, etc. Las identificaciones deben corresponder con lo indicado en los planos del proyecto.

- Verificar el cumplimiento del código de colores para el cableado interior del tablero, fase R azul, fase S negro, fase T rojo, neutro blanco, tierra de protección verde.
- Verificar la puesta a tierra del gabinete y la barra de tierra de protección.
- Verificar la adecuada secuencia de fases del tablero, mediante secuencímetro.
- Verificar la existencia de luces pilotos para presencia de tensión y control, verificando su correcta operación.
- Verificar la existencia del portaplanos interior del tableros.
- Verificar la existencia del diagrama unilineal y listado de circuitos del tablero.

Los resultados de las pruebas deben quedar respaldados en un protocolo de revisión similar al que se muestra a continuación:

Formulario N° 3: Protocolo de Inspección y Recepción de Tableros

NOMBRE PROYECTO :	CÓDIGO PROYECTO :
UBICACIÓN :	
NOMBRE BENEFICIARIO :	RUT : FONO:

PROTOCOLO DE INSPECCIÓN TABLEROS ELECTRICOS		Código:
Nombre/Ubicación:		AUTOSOPORTANTE <input type="checkbox"/> SOBREPUESTO <input type="checkbox"/> EMBUTIDO <input type="checkbox"/>
Dimensiones : Alto = m Ancho = m Profundidad = m		PROTECCION IP <input type="checkbox"/>
Planos :		Especificaciones Técnicas :
NÚMERO Y FECHA DE INSPECCIÓN	N° Fecha:	N° Fecha:
	N° Fecha:	N° Fecha:
	N° Fecha:	N° Fecha:

REVISIÓN	CUMPLE			OBSERVACIONES	NOTAS DE OBSERVACIONES	
	Sí	No	N/A		Nota N°	Fecha
Anclaje y nivelación	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
Puertas con bisagras y chapa	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
Apertura y cierre de puertas	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
Tratamiento de pintura	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
Bases internas color naranja	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
Capacidad de ampliación 25%	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
Resistencia de aislación	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
Niveles de tensión (.....)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
Cant elem según diag unilineal	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
Cap de rupt según diag unilineal	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
Corta chispas entre polos prot.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
Secuencia de fases	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
Conexionado en borneras	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
Conexión de puesta a tierra	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
Ajuste de protecciones	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
Cableado interior según Normas	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
Identificación de elementos	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
Código de colores según normas	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
Luces piloto	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
Portaplano interior	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
Diagrama unilineal	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
Listado de circuitos	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			

NOTAS	OBSERVACIONES	FECHA OBSERVACIONES

	Nombre y firma del Instalador Eléctrico	Fecha :
--	---	---------

2.1.2. Pruebas de Conductores

El instalador deberá realizar las pruebas necesarias para demostrar que todos los conductores de los circuitos de la instalación cumplen con los siguientes requisitos:

- Que todos los circuitos ya sean éstos fuerza, control u otros, son continuos y están libres de cortocircuitos.
- Que todos los circuitos están libres de conexiones a tierra no especificadas.
- Que la resistencia de aislación con respecto a tierra de todos los circuitos no conectados a tierra, no sea inferior a 1.000 Ohm por Volt de régimen de servicio del cable o conductores.
- Que la resistencia a tierra del aislamiento de todos los conductores no conectados a tierra de los circuitos múltiples, no sea inferior a 10 MOhm.
- Que la sección y el color de los conductores instalados correspondan a lo especificado.

Las mediciones de aislación, se realizarán utilizando los instrumentos de medida y los procedimientos indicados en la norma Nch. Elec. 4/2003, capítulos 9.2.2.1 a 9.2.2.3, ambos inclusive.

Estas pruebas y verificaciones serán documentadas en un protocolo de pruebas, similar al siguiente:

Formulario Nº 4: Protocolo de Recepción y Pruebas Conductores Eléctricos

NOMBRE PROYECTO :	CODIGO PROYECTO :
UBICACION: :	
NOMBRE BENEFICIARIO :	RUT : FONO:

PROTOCOLO PRUEBA CONDUCTORES DE BAJA TENSIÓN	Código:
Canalización: <input type="checkbox"/> SUBTERRÁNEA <input type="checkbox"/> CANALETA <input type="checkbox"/> ESCALERILLA <input type="checkbox"/> DUCTO <input type="checkbox"/> OTRO	
Tipo Conductor: <input type="checkbox"/> ALIMENTADOR <input type="checkbox"/> SUBALIMENTADOR <input type="checkbox"/> CIRCUITO	
Nº IDENTIFICACIÓN: SECCIÓN: CANTIDAD DE FASES: TIPO AISLACIÓN: LONGITUD:	
Planos :	Especificaciones Técnicas:

PROTOCOLOS AUTOCONTROL DE CONTRATISTA	Nº Fecha:	Nº Fecha:
	Nº Fecha:	Nº Fecha:
	Nº Fecha:	Nº Fecha:

REVISIÓN	CUMPLE			REQUISITOS	NOTAS DE OBSERVACIONES	
	Sí	No	N/A		Nota Nº	Fecha
Estado cubierta y aislación	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Sin daño visible		
Resistencia de aislación F-F y F-T	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Debe cumplir Art. 9.2.2.1 a 9.2.2.3 de Nch. Elec. 4/2003		
Continuidad de circuitos	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Debe verificarse circuitos continuos, sin interrupciones		
Conexiones a tierra	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Sin conexiones a tierra no indicadas en planos		
Código de colores	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	R: azul; S: negro; T: rojo; N: blanco		
Uniones de conductores	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	En buen estado, soldadas o con conectores adecuados		
Seccion Conductor, s/proyecto	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Verificar eqtiqueta de cada cable		
Tipo de aislación, s/proyecto	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Verificar la etiqueta del cable v/s proyecto		

NOTAS	OBSERVACIONES	FECHA OBSERVACIONES

	Nombre y firma del Instalador Eléctrico	Fecha :
--	---	---------

2.1.3. Pruebas de Conexionado

Se exige que todos los circuitos, ya sean de fuerza o control, estén correctamente conectados en conformidad con todos los diagramas indicados en planos del proyecto.

Para ello se propone que el instalador eléctrico, para cada uno de los circuitos que forman parte de la instalación, complete protocolos de verificación de conexionado, similares al que se muestra a continuación:

Formulario Nº 5: Protocolo de verificación de conexionado de circuitos

NOMBRE PROYECTO :	CODIGO PROYECTO :
UBICACION: :	
NOMBRE BENEFICIARIO :	RUT : FONO:

PROTOCOLO VERIFICACIÓN CONEXIONADO CABLES DE BAJA TENSIÓN	Código:
Canalización: <input type="checkbox"/> SUBTERRÁNEA <input type="checkbox"/> CANALETA <input type="checkbox"/> ESCALERILLA <input type="checkbox"/> DUCTO <input type="checkbox"/> OTRO	
Tipo Conductor: <input type="checkbox"/> ALIMENTADOR <input type="checkbox"/> SUBALIMENTADOR <input type="checkbox"/> CIRCUITO	
Nº IDENTIFICACIÓN: SECCIÓN: CANTIDAD DE CONDUCTORES: 1 de n TIPO AISLACIÓN: LONGITUD:	
Planos :	Especificaciones Técnicas:

				NOTAS DE OBSERVACIONES	
RUTA DE CONDUCTORES	NÚMERO DE IDENTIFICACIÓN	RUTA DEL CONDUCTOR		Nota Nº	Fecha
		Inicio Equipo/Borne	Término Equipo/Borne		
Conductor Nº 1	1 de n				
Conductor Nº 2	2 de n				
Conductor Nº 3	3 de n				
Conductor Nº 4	4 de n				
Conductor Nº 5	n de n				

NOTAS	OBSERVACIONES	FECHA OBSERVACIONES

	Nombre y Firma del Instalador Eléctrico	Fecha :
--	---	---------

2.1.4. Verificación del Sistema de Puesta a Tierra

Se debe realizar la revisión física del sistema de puesta a tierra implementado, verificando que se cumplan las especificaciones del proyecto y verificando que el resultado de medición de la resistencia de puesta a tierra sea igual o inferior al valor de diseño o bien que cumpla con lo exigido en la norma Nch. Elec. 4/2003.

La medición de resistencia de puesta a tierra deberá realizarse con equipo apropiado.

La verificación de la puesta a tierra, se respaldará en un protocolo similar al indicado a continuación:

2.1.5. Pruebas de Operación y Registro de Consumos

Previo a la recepción de las obras, el instalador deberá demostrar a la Inspección Técnica de Obras que toda la instalación está operativa y en correcto funcionamiento.

Para ello deberá realizar una demostración de operación de todos los circuitos, haciéndolos operar mediante una demostración que incluirá el funcionamiento de cada control no menos de 5 veces y mediante la operación continuada de todos los circuitos de alumbrado y de fuerza durante no menos de media hora.

Además, durante las pruebas de operación, el Instalador deberá medir los consumos eléctricos parciales y totales, registrando los valores por cada fase, quedando registrado en protocolos similares al siguiente.

Formulario N° 7: Protocolo de verificación de operación

NOMBRE PROYECTO :	CODIGO PROYECTO :
UBICACIÓN :	
NOMBRE BENEFICIARIO :	

PROTOCOLO VERIFICACIÓN OPERACIÓN CIRCUITOS DE BAJA TENSIÓN POR CADA TABLERO

TABLERO:

Planos : _____ **Especificaciones Técnicas:** _____

										NOTAS DE OBSERVACIONES					
N° CTO	Tipo (1)	N° Fases	5 pruebas de encendido		1/2 Hr. Op. Continuada		CONSUMO (A)						OBSERVACIONES	Nota N°	Fecha
			si	no	si	no	PROY.			Med.					
							A	B	C	A	B	C			
N° 1															
N° 2															
N° 3															
N° 4															
N° n															
ALIMENTADOR TABLERO			N/A												

NOTAS	OBSERVACIONES	FECHA OBSERVACIONES
(1)	A: Alumbrado; E: Enchufes; F: Fuerza	

		Nombre y Firma del Instalador Eléctrico	Fecha :
--	--	---	---------

2.1.6. Protocolos de Pruebas y Certificados de Fabricantes

Además de las pruebas y verificaciones antes indicadas, para la recepción de las obras, será necesario contar con los protocolos de pruebas y certificaciones particulares que los distintos fabricantes entreguen junto con los equipos instalados. En particular, deberán ser entregados los siguientes certificados:

- Certificados de pruebas de transformadores, en el caso que la instalación incluya transformadores.
- Certificado de fabricación y pruebas de bancos de condensadores.
- Certificados de pruebas o de fabricación de motores.

2.2. RECEPCIÓN DE LAS OBRAS

Para que la obra sea recibida sin observaciones, el Instalador deberá entregar la siguiente información:

- Memoria Explicativa del Proyecto. Según lo indicado en el capítulo 2.1.
- Planos del Proyecto. Se deben entregar los planos de las instalaciones tal cual como fueron ejecutadas (planos As Built).
- Estudio del sistema tarifario, con la recomendación de la tarifa a contratar con la empresa de distribución local.
- Estudio del mejoramiento del factor de potencia de la instalación.
- Presupuesto de las obras eléctricas ejecutadas directamente por la empresa de distribución de energía.
- Presupuesto de las obras eléctricas ejecutadas por instaladores eléctricos autorizados.
- Protocolos de pruebas de la instalación debidamente firmados. A lo menos los indicados en el capítulo 2.1.
- Certificados de pruebas y fabricación de equipos, emitidos por el fabricante. A lo menos los indicados en el capítulo 2.1.
- Catálogos, planos y manuales de operación y mantenimiento de los equipos.
- Certificado de Inscripción de las instalaciones ante SEC, TE1.

Para registro de recepción y contenido general de los documentos antes descritos, se propone que el Inspector complete la siguiente lista de recepción de información:

Formulario N° 8: Protocolo de verificación de información

NOMBRE PROYECTO	:		CÓDIGO PROYECTO :	
UBICACION	:			
NOMBRE BENEFICIARIO	:	RUT :	FONO:	

PROTOCOLO DE RECEPCIÓN DE DOCUMENTACIÓN

					NOTAS DE OBSERVACIONES	
REVISIÓN	ENTREGA			REQUERIMIENTO	Nota N°	Fecha
	Sí	No	N/A			
DOCUMENTOS DE PROYECTO						
Memoria Explicativa	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Según art. 1.1 a) de Manual de Revisión		
Planos eléctricos	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Según art. 1.1 b) de Manual de Revisión		
Estudio de tarifas eléctricas	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Según art. 1.1 de Manual de Revisión		
Estudio del mejoramiento del FP	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Según art. 1.1 de Manual de Revisión		
Presupuesto obras de la cía. Eléctrica	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Según art. 1.1 de Manual de Revisión		
Presupuesto instalación particular	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Según art. 1.1 de Manual de Revisión		
PROTOCOLOS DE PRUEBAS Y CERTIFICADOS						
Planos eléctricos finales	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Según art. 2.2 de Manual de Revisión		
Protocolo de tableros eléct.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Según art. 2.1 de Manual de Revisión		
Protocolo de pruebas de cond.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Según art. 2.1 de Manual de Revisión		
Protocolo de verif. Conexionado	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Según art. 2.1 de Manual de Revisión		
Protocolo de verif. Malla a tierra	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Según art. 2.1 de Manual de Revisión		
Protocolo de pruebas de operación	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Según art. 2.1 de Manual de Revisión		
Certificado de prueba transformador	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Según art. 2.1 de Manual de Revisión		
Certificado fabricación condensadores	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Según art. 2.1 de Manual de Revisión		
Certificados fabricación motores	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Según art. 2.1 de Manual de Revisión		
Catálogos de operación de partidores	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Según art. 2.2 de Manual de Revisión		
Catálogos de controladores	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Según art. 2.2 de Manual de Revisión		
Manual de operación y mantenimiento	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Según art. 2.2 de Manual de Revisión		
Copia inscripción en SEC (TE 1)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Según art. 2.2 de Manual de Revisión		
Otros	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			

NOTAS	OBSERVACIONES	FECHA OBSERVACIONES

	Nombre y firma Inspector DOH	Fecha :
--	------------------------------	---------

Una vez realizada la inspección final de las obras y recibida la información antes descrita, se procederá a realizar la recepción de la obra completa, incluyendo la instalación eléctrica.

PARTE III

Bases Técnicas Manual de Diseño de Proyectos Eléctricos de Obras de Riego

INTRODUCCIÓN

Esta parte contiene los análisis detallados y respaldos técnicos de las definiciones, normas y criterios de diseño que se tratan en las partes I y II del Manual.

La estructura de estas Bases Técnicas es análoga a la del Manual de Diseño, lo que permite realizar un ágil estudio de las bases de cálculo de cada uno de los temas o aspectos tratados en este Manual.

TERMINOLOGÍA

A continuación se definen los términos técnicos utilizados en el presente Manual, correspondiendo a un extracto de la terminología señalada en la norma Nch. Elec. 4/2003, más algunos términos complementarios.

AISLACIÓN:

Conjunto de elementos utilizados en la ejecución de una instalación o construcción de un aparato o equipo y cuya finalidad es evitar el contacto con o entre partes activas.

AISLAMIENTO:

Magnitud numérica que caracteriza la aislación de un material, equipo o instalación.

APARATO:

Elemento de la instalación destinado a controlar el paso de la energía eléctrica.

APROBADO:

Aceptado por una entidad técnica, designada por la Superintendencia de acuerdo a sus facultades, mediante una certificación escrita en donde constan las características de funcionamiento y las normas de acuerdo a las cuales se efectuaron las pruebas de aprobación.

ARTEFACTO:

Elemento fijo o portátil, parte de una instalación, que consume energía eléctrica.

CANALIZACIÓN:

Conjunto formado por conductores eléctricos y los accesorios que aseguran su fijación y protección mecánica.

- **A la vista:** Canalizaciones que son observables a simple vista.

- **Embutida:** Canalizaciones colocadas en perforaciones o calados hechos en muros, losas o tabiques de una construcción y que son recubiertas por las terminaciones o enlucidos de éstos.

- **Ocultas:** Canalizaciones colocadas en lugares que no permiten su visualización directa, pero que son accesibles en toda su extensión. Este término es aplicable también a equipos.

- **Preembutida:** Canalización que se incorpora a la estructura de una edificación junto con sus envidados.

- **Subterránea:** Canalizaciones que van enterradas en el suelo.

CARGA:

Es todo artefacto, equipo o instalación cuyo mecanismo u operación requiere del consumo de energía eléctrica para su funcionamiento. Dependiendo de su comportamiento las cargas pueden ser:

- **Carga lineal:** Es una carga cuyas características no afectan las formas de onda de tensión y corriente durante su período de funcionamiento.

- **Carga no lineal:** Es una carga cuyas características afectan los parámetros de la alimentación modificando la forma de onda de la tensión y/o corriente durante su período de funcionamiento.

CARGA TOTAL CONECTADA:

Corresponde a la suma aritmética de las potencias nominales de los artefactos o componentes de la instalación. Se puede también aplicar esta definición a partes de la instalación o sistema.

CIRCUITO:

Conjunto de artefactos alimentados por una línea común de distribución, la cual es protegida por un único dispositivo de protección.

CONDUCTOR:

Hilo metálico, de cobre dentro del alcance de esta Norma, de sección transversal frecuentemente cilíndrico o rectangular, destinado a conducir corriente eléctrica. De acuerdo a su forma constructiva podrá ser designado como alambre, si se trata de una sección circular sólida única, barra si se trata de una sección rectangular o conductor cableado si la sección resultante está formada por varios alambres iguales de sección menor.

- **Conductor activo:** Conductor destinado al transporte de energía eléctrica. Se aplicará esta calificación a los conductores de fase y neutro de un sistema de corriente alterna o a los conductores positivo, negativo y neutro de sistemas de corriente continua.

- **Conductor aislado:** Conductor en el cual su superficie está protegida de los contactos directos mediante una cubierta compuesta de una o más capas concéntricas de material aislante.

- **Conductor desnudo:** Conductor en el cual su superficie está expuesta al contacto directo sin protección de ninguna especie.

CONECTOR:

Dispositivo destinado a establecer una conexión eléctrica entre dos o más conductores.

COS (Φ):

Representa al coseno del ángulo de desfase entre la variable de voltaje y corriente en un sistema eléctrico. Este valor también se conoce como Factor de Potencia (FP).

DEMANDA:

La demanda de una instalación, sistema eléctrico o parte de él, es la carga de consumo en el punto

considerado, promediada sobre un intervalo de tiempo dado. Se expresa en unidades de potencia.

- **Demanda máxima:** Es la mayor demanda de la instalación, sistema eléctrico o parte de él que ocurre en un período de tiempo dado. Se expresa en unidades de potencia.

- **Demanda, factor de:** Es la razón, definida sobre un período de tiempo dado, entre la demanda máxima de la instalación o sistema y la carga total conectada. Se entenderá por carga total conectada a la suma aritmética de las potencias nominales de los artefactos o componentes de la instalación. Se puede también aplicar esta definición a partes de la instalación o sistema.

DIVERSIDAD, FACTOR DE:

Es la razón entre la suma de las demandas máximas individuales de cada una de las subdivisiones de una instalación o sistema y la demanda máxima de la instalación o sistema completo.

ENERGÍA ELÉCTRICA:

Se denomina energía eléctrica a la forma de energía que resulta de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos, lo que permite establecer una corriente eléctrica entre ambos, cuando se les coloca en contacto por medio de un conductor eléctrico, para obtener trabajo.

EQUIPO ELÉCTRICO:

Término aplicable a aparatos de maniobra, regulación, seguridad o control y a los artefactos y accesorios que forman parte de una instalación eléctrica. Dependiendo de su forma constructiva y características de resistencia a la acción del medio ambiente se calificarán según los tipos detallados a continuación y de acuerdo al cumplimiento de la norma específica sobre la materia.

- **Equipo abierto:** Equipo que no cuenta con ningún tipo de protección contra el acceso de materiales extraños, contra la entrada de agua o humedad ni barreras que impidan alcanzar partes energizadas. Su forma constructiva únicamente los hace aptos para ser instalados en recintos techados y en ambientes secos y limpios, accesibles sólo a personal calificado.

- **Equipo a prueba de goteo:** Equipo construido de modo que al quedar sometido a la caída de gotas de agua, con una inclinación no superior a 15°, éstas no penetran en su interior.

- **Equipo a prueba de lluvia:** Equipo construido de modo que al quedar sometido a la acción de una lluvia, con una inclinación de hasta 60°, ésta no penetra en su interior.

- **Equipo a prueba de salpicaduras:** Equipo construido de modo que al quedar sometido a la acción de salpicaduras de agua en cualquier dirección, ésta no penetra en su interior.

- **Equipo impermeable:** Equipo construido de modo que pueda trabajar sumergido en agua sin que ésta penetre en su interior.

- **Equipo a prueba de polvo:** Equipo construido de modo que al ser instalado en ambientes con polvos en suspensión, éstos no penetren en su interior.

FALLA:

Unión entre dos puntos a potencial diferente o ausencia temporal o permanente de la energía al interior o exterior de una instalación, que provoca una condición anormal de funcionamiento de ella, de alguno de sus circuitos o de parte de éstos. Estas fallas pueden ser de los tipos siguientes:

- **Cortocircuito:** Falla en que su valor de impedancia es muy pequeño, lo cual causa una circulación de corriente particularmente alta con respecto a la capacidad normal del circuito, equipo o parte de la instalación que la soporta.

- **Falla a masa:** Es la unión accidental que se produce entre un conductor activo y la cubierta o bastidor metálico de un aparato, artefacto o equipo eléctrico.

- **Falla a tierra:** Unión de un conductor activo con tierra o con equipos conectados a tierra.

- **Falla fugaz:** Es aquella en que el agente que ocasiona la falla no deja evidencia ni rastro.
- **Falla instantánea:** Falla que tiene un tiempo de duración comprendido entre 0,5 y 30 ciclos. 1 ciclo corresponde a 1/50 segundos.
- **Falla permanente:** Falla que tiene una duración suficiente como para que los parámetros del circuito o parte del sistema en falla alcancen sus valores estables.
- **Falla transitoria:** Falla que tiene tiempo de duración comprendido entre 30 ciclos y 3 segundos.
- **Microcorte:** Corte de energía con un tiempo de duración comprendido entre 0,1 segundos y 3 minutos.
- **Sobrecorriente:** Corriente que sobrepasa el valor permisible en un circuito eléctrico; puede ser provocada por cualquiera de las condiciones de falla definidas en los párrafos precedentes o por una sobrecarga.

INSTALACION DE CONSUMO:

Instalación eléctrica construida en una propiedad particular, destinada al uso exclusivo de sus usuarios o propietarios, en la cual se emplea la energía eléctrica con fines de uso doméstico, comercial o industrial.

INSTALADOR ELÉCTRICO:

Persona autorizada por la Superintendencia para proyectar, dirigir y/o ejecutar instalaciones eléctricas.

INSTALACIONES DE BAJA TENSIÓN:

Según la norma NSEG. 5 En. 71, Instalaciones de Corrientes Fuertes, corresponden a las instalaciones cuya tensión nominal no excede de 1.000 Volts.

INSTALACIONES DE ALTA TENSIÓN:

Según la norma NSEG. 5 En. 71, Instalaciones de Corrientes Fuertes, corresponden a las instalaciones cuya tensión nominal sobrepasa los 1.000 Volts.

MASA:

Parte conductora de un equipo eléctrico, normalmente aislada respecto de los conductores activos, que en ciertos circuitos puede ser utilizada como conductor de retorno y que en condiciones de falla puede quedar energizada y presentar un potencial respecto del suelo.

PROTECCIONES:

Dispositivos destinados a desenergizar un sistema, circuito o artefacto cuando en ellos se alteran las condiciones normales de funcionamiento. Las protecciones más comunes se describen a continuación:

- **Disyuntor:** Dispositivo de protección provisto de un comando manual y cuya función es desconectar automáticamente una instalación o la parte fallada de ella, por la acción de un elemento termomagnético u otro de características de accionamiento equivalentes, cuando la corriente que circula por ella excede valores preestablecidos durante un tiempo dado.

- **Fusible:** Dispositivo de protección cuya función es desconectar automáticamente una instalación o la parte fallada de ella, por la fusión de un hilo conductor, que es uno de sus componentes, cuando la corriente que circula por ella excede valores preestablecidos durante un tiempo dado.

- **Protector térmico:** Dispositivo destinado a limitar la sobrecarga de artefactos eléctricos mediante la acción de un componente que actúa por variaciones de temperatura, generalmente un par bimetálico.

- **Protector diferencial:** Dispositivo de protección destinado a desenergizar una instalación, circuito o artefacto cuando existe una falla a masa; opera cuando la suma fasorial de las corrientes a través de los conductores de alimentación es superior a un valor preestablecido.

RUPTURA (CIERRE), CAPACIDAD DE:

Valor de la componente alterna de la corriente de cortocircuito, expresada en términos del valor efectivo (rms), que una protección puede cerrar, mantener durante el periodo de operación y despejar, al abrir en condiciones preestablecidas, sin que se alteren sus características constructivas ni de funcionamiento.

RED PÚBLICA:

Instalaciones eléctricas, de propiedad de empresas concesionarias de servicio público, destinadas a la generación, transporte y distribución de la energía eléctrica, de modo de servir desde ellas a instalaciones de consumo.

RÉGIMEN DE CARGA:

Es el parámetro que define el comportamiento de la carga de un equipo, circuito o instalación a través del tiempo. Para los efectos de aplicación de esta Norma se definen los siguientes regímenes de carga:

- **Régimen permanente:** Es aquel cuya duración es tal que todos los elementos de la instalación alcanzan su temperatura nominal estable, al circular en ésta su corriente nominal.

- **Régimen intermitente:** Es aquel en que los tiempos de conexión se alternan con pausas cuya duración no es suficiente como para que los elementos de la instalación alcancen la temperatura nominal.

La suma del tiempo de conexión y de la pausa se conocen como ciclo de trabajo; y la razón entre el tiempo de conexión y el ciclo de trabajo se denomina factor de funcionamiento.

- **Régimen periódico:** Es un régimen intermitente en el cual el ciclo de trabajo es constante y se repite en forma regular.

- **Régimen de breve duración:** Es aquel en que el tiempo de conexión es tan corto que no se alcanza la temperatura de régimen estable y la pausa es lo suficientemente larga como para que los elementos de la instalación recuperen la temperatura del medio ambiente.

SENSIBILIDAD:

Valor de corriente diferencial que hace operar a un protector diferencial. Se entenderá por corriente diferencial a la suma fasorial de los valores instantáneos de las corrientes que circulan a través de todos los conductores del circuito principal del protector.

SOBRECARGA:

Aumento de la potencia o corriente absorbida por un artefacto más allá de su valor nominal.

SUBCARGA:

Se refiere a aquellos artefactos, cargas o sistemas que consumen una potencia o corriente menor a su valor nominal.

TIERRAS:

- **Tierra de referencia:** Electrodo de tierra usado para efectos de medición o comparación, instalado en una zona del suelo, en particular de su superficie, lo suficientemente alejada del electrodo de tierra a medir o del punto de comparación, como para que no se presenten diferencias de potencial entre distintos puntos de ella.

- **Tierra, electrodos de:** Son conductores desnudos, enterrados, cuya finalidad es establecer contacto eléctrico con el suelo.

- **Tierra, línea de:** Conductor que une el electrodo de tierra con el punto de la instalación eléctrica que se quiere poner a tierra.

- **Tierra, poner a:** Consiste en unir un punto del circuito de servicio o la masa de algún equipo con el suelo.

- **Tierra, puesta a:** Conjunto de electrodos y líneas de tierra cuya finalidad es establecer el contacto eléctrico con el suelo.

- **Tierra de protección, puesta a:** Se entenderá por tierra de protección a la puesta a tierra de toda pieza conductora que no forma parte del circuito activo, pero que en condiciones de falla puede quedar energizada. Su finalidad es proteger a las personas contra tensiones de contacto peligrosas.

- **Tierra de servicio, puesta a:** Se entenderá por puesta a tierra de servicio a la conexión a tierra del neutro de la instalación.

- **Tierra, resistencia de puesta a:** Valor de resistencia eléctrica medido entre un electrodo de tierra y una tierra de referencia, más la resistencia eléctrica de la línea de tierra.

- **Tierra, resistividad específica de:** Es la resistencia eléctrica específica del suelo en consideración; usualmente se representa como la resistencia de un cubo de arista unitaria, medida entre dos caras opuestas de él. En el sistema internacional de unidades su unidad será el $\text{Ohm}\cdot\text{m}^2/\text{m} = \text{Ohm}\cdot\text{m}$.

TRABAJO:

Se define como el producto de la fuerza por el desplazamiento a través de la cual actúa la fuerza.

VALORES NOMINALES:

Son los valores de los parámetros de funcionamiento de un sistema, instalación, equipo o artefacto, definidos por su fabricante o instalador para identificarlos.

1. CRITERIOS DE DISEÑO PARA PROYECTOS ELÉCTRICOS DE OBRAS DE RIEGO

A continuación se describen los principales componentes de una instalación eléctrica de obras de riego, comenzando desde el punto de conexión con la compañía o empresa eléctrica suministradora de energía, hasta llegar a las instalaciones de energización de los motores de las bombas elevadoras de presión.

1.1. EXTENSIÓN DE LA RED PÚBLICA EN ALTA O BAJA TENSION

La extensión de las redes de alimentación de empresas de distribución eléctricas, son realizadas por estas mismas empresas y ejecutadas según sus propias normas o criterios de diseño.

Es así como por ejemplo en la región Metropolitana, las redes públicas son ejecutadas por la empresa Chilectra, utilizando sus normas, denominadas “Normas de Distribución Aérea”.

Luego, en aquellos proyectos de riego, en donde sea necesario realizar obras de extensión de redes de distribución públicas, serán las mismas empresas de distribución quienes ejecutarán estas obras, sea directamente o a través de contratistas. Dependiendo del caso, los costos de estas obras, serán traspasados al propietario de las instalaciones, ya sea como cobro directo, que debe ser financiado en su totalidad por el propietario o a través del mecanismo denominado “aportes reembolsables”, en donde el propietario financia la obra, pero que le es reintegrado, ya sea mediante descuentos en los montos de facturación de energía u otro mecanismo.

Todas las obras y costos asociados a la extensión de redes de distribución pública, así como la modalidad de pago y/o reembolso, son informados por las compañías eléctricas en los respectivos presupuestos de obras que les entregan a los propietarios, como resultado del trámite denominado “solicitud de servicio” y que consiste en la solicitud que debe hacer el propietario de las instalaciones ante las compañías eléctricas para lograr el presupuesto de las obras de energización, presupuesto que además de incluir los costos por la extensión de las líneas públicas, incluye los costos asociados a la construcción del empalme entre estas líneas y la instalación interior.

Previo al trámite de solicitud de servicio y previo al inicio de las obras de instalación eléctrica, tal como lo establece la norma Nch. Elec. 10/84, el proyectista de la instalación eléctrica, deberá solicitar a la compañía eléctrica la “Información Técnica de Factibilidad de Suministro” de energía eléctrica para el nuevo servicio. La información entregada por la compañía eléctrica, indicará la factibilidad de entregar energía eléctrica en el punto solicitado por el proyectista y será un respaldo para continuar con el desarrollo del proyecto y posterior ejecución de las obras.

1.2. EMPALME CON LA EMPRESA DISTRIBUIDORA

Como empalme se denomina al conjunto de elementos y medidores que permite la conexión entre una instalación interior y las redes de distribución pública de las compañías o empresas de distribución eléctrica.

En general, un empalme está formado por los siguientes componentes:

-Acometida:

Corresponde a los conductores y sus accesorios de canalización que van entre la red de distribución y el punto de soporte de la caja de empalme, el cual puede ser un poste adosado al muro de la edificación de la propiedad considerada. Esta acometida podrá ser del tipo aérea o subterránea, dependiendo de las condiciones de la zona en donde se instale el empalme.

-Bajada:

Son los conductores y sus accesorios de canalización que van entre el punto de anclaje de la acometida y la caja de empalme; sirven para unir a aquella con los equipos de protección y medida. Se entiende aplicado este concepto solo a los empalmes con acometida aérea, por cuanto en tales casos hay un cambio de tipo de conductores y canalización entre la acometida y la bajada; no sucede lo mismo en los empalmes de acometida subterránea en los cuales la canalización entre la red pública y la caja de empalme es única y continua.

-Caja de Empalme:

Es una caja o gabinete metálico que contiene él o los equipos de medida, la protección del empalme y eventualmente una regleta especial de conexiones que permite, entre otras cosas, intercalar medidores patronos, con el fin de contrastar el equipo de medida y eventualmente calibrarlo.

Los empalmes se agrupan según los siguientes criterios de clasificación:

Según Fases Empleadas:

- Monofásicos
- Trifásicos

Según su forma constructiva:

- Aéreos
- Subterráneos

Según la tensión de conexión:

- En Alta Tensión
- En Baja Tensión

Según forma de medición:

- Con medición directa
- Con medición a través de transformadores de medida (de corriente y/o voltaje)

Según variables medidas (tarifa aplicada):

- Sólo con medición de energía activa
- Con medición de energía y demanda contratada
- Con medición de energía y medición única de demanda
- Con medición de energía y medición diferenciada para la demanda en horas de punta y la demanda fuera de horas de punta

En los tres últimos casos, se realiza además, la medición de energía reactiva, para efectos de determinar posibles multas por “mal factor de potencia”, según se aclara en el capítulo referente a las tarifas eléctricas.

1.2.1. Criterios para selección de empalmes

Para determinar las características del empalme a solicitar a las empresas eléctricas; en la etapa de proyecto, deben analizarse todos los factores que influyen o determinan al tipo de empalme que finalmente se deberá contratar, según se indica a continuación:

Cantidad de Fases del Empalme:

En los casos en que existan consumos trifásicos, tales como motores de bombas del tipo trifásico, necesariamente se requiere la contratación de un empalme trifásico. Por otro lado, cuando en una instalación eléctrica los consumos sean todos del tipo monofásicos, podrá solicitarse un empalme monofásico, siempre y cuando la potencia nominal de la instalación esté por debajo de las capacidades máximas de empalmes monofásicos que como norma conectan las distintas empresas de distribución, es decir, siempre y cuando los consumos sean inferiores a 10 kW. En los casos en que las potencias sean superiores a 10 kW, la instalación deberá alimentarse mediante un empalme trifásico.

Empalmes aéreos o subterráneos:

En zonas agrícolas, donde se ubican los proyectos de riego, las líneas de distribución de las empresas eléctricas son de tipo aéreas, por lo que los empalmes serán siempre de este tipo.

Empalme en Alta o Baja Tensión:

La elección del nivel de tensión del empalme, dependerá de la potencia instalada de la instalación de riego y de la disponibilidad de líneas de alta y/o baja tensión en la zona de ubicación del proyecto de riego.

En sectores donde exista la alternativa de alimentación en alta o en baja tensión, en el caso de estar disponibles ambas alternativas, la elección deberá ser tomada en base a la evaluación de costos de inversión entre un empalme de baja tensión versus uno de alta tensión.

No obstante, lo más común es que en las zonas agrícolas donde se ubican los proyectos de riego, las líneas existentes sean de alta tensión, por lo que el empalme a solicitar será en alta tensión.

Selección de Tipo de Medidor (variables a medir):

La selección del tipo de medidor dependerá de las variables eléctricas que se desea medir, las que están directamente relacionadas con el tipo de tarifa seleccionada. Tal como se describe en el capítulo referente a análisis de tarifas, la tarifa a elegir, por ende el tipo de medidor, dependerá de los resultados del estudio tarifario que se debe realizar para cada proyecto de riego particular.

1.2.2. Potencias normalizadas para empalmes

Aunque no existe una normalización nacional para las potencias de los empalmes, algunas compañías distribuidoras de electricidad han creado sus propias normas, en las que definen las características principales de los empalmes, tales como potencia nominal, capacidad de la protección del empalme, conductores de acometidas, entre otras. De estas normas, las más utilizadas son las de la empresa Chilectra S.A., por lo que a continuación se muestra un cuadro resumen con los tipos de empalmes aéreos considerados en su norma y sus características principales. El objetivo de mostrar este cuadro es familiarizarse con la nomenclatura que podría encontrarse para definir los empalmes de proyectos eléctricos de obras de riego.

Tabla N° III 1.1: Tabla resumen de empalmes monofásicos de baja tensión normalizados por la empresa Chilectra S.A.

Tipo de Empalme	Capacidad Nominal del Interruptor Automático (A)	Potencia Nominal (kVA)	Potencia Máxima del empalme (kVA)	Potencia Contratada (kVA)
A-6	6	1.3	1.5	1.5
	10	2.2	2.5	2.0
	15	3.3	3.5	3.0
	20	4.4	5.0	5.0
	25	5.5	6.0	6.0
A-9	30	6.6	7.5	7.0
	35	7.7	8.5	8.0
	40	8.8	10	9.0

Tabla N° III 1.2: Tabla resumen de empalmes trifásicos de baja tensión normalizados por la empresa Chilectra S.A.

Designación	Capacidad Nominal del Interruptor Automático (A)	Potencia Nominal (kVA)	Potencia Máxima del empalme (kVA)	Potencia Contratada (kVA)
A-18	6	4.5	5.5	5.0
	10	6.5	7.5	7.0
	15	9.9	11	10
	20	13.2	15	13
	25	16.5	18.5	17
A-27	30	19.7	22.5	20
	35	23.0	26	23
	40	26.0	30	26
A-48	45	29.6	34	30
	50	32.9	37.5	33
	60	39.5	45	40
	70	46.1	53	46
A-75	80	52.7	60	53
	90	59.2	66.9	59
	100	65.6	75.5	66
A-100	125	82.3	94.5	82
A-150	150	98.7	114	100
	160	105.3	120	105
	175	115.2	132	115
	200	131.6	150	132

1.3. TARIFAS ELÉCTRICAS

La Ley General de Servicios Eléctricos y su Reglamento se refieren conceptualmente a las tarifas eléctricas reguladas, definiendo primero la Ley cuales son los usuarios finales sujetos a regulación, y luego el Reglamento, indicando que serán los distintos decretos de fijación de tarifas los que especificarán las diversas modalidades tarifarias y las condiciones de aplicación de cada modalidad, entre otros factores.

La Ley establece que son usuarios finales sujetos a fijación de precios aquellos cuya potencia conectada sea inferior o igual a 2.000 kilowatts, ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución eléctrica o que se conecten mediante líneas de su propiedad o de terceros a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria. Lo anterior se aplica también para aquellos usuarios finales de iguales características a los señalados cuyo suministro proviene desde las instalaciones de generación o transporte de una empresa eléctrica. Con esto, los clientes cuya potencia conectada sea superior a 2.000 kilowatts, deberán convenir con el proveedor de energía eléctrica de su preferencia la tarifa para la facturación del suministro eléctrico.

No obstante lo anterior, la Ley también indica que tratándose de usuarios finales cuya potencia conectada sea superior a 500 kilowatts, el usuario final tendrá derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, por un período mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen. El cambio de opción deberá ser comunicado a la concesionaria con una antelación de, al menos, 12 meses.

Con respecto a las modalidades tarifarias, el Reglamento establece que los clientes podrán elegir cualquiera de las opciones tarifarias vigentes, con las limitaciones que en cada caso se establezcan. Para tal efecto, las empresas concesionarias estarán obligadas a informar detalladamente a sus clientes acerca de las opciones tarifarias vigentes que les fueren aplicables, y estarán obligadas a aceptar la opción que ellos elijan. La opción escogida por el cliente regirá durante el período mínimo estipulado en los decretos tarifarios, salvo acuerdo en contrario con la empresa concesionaria. Una vez terminado el período de vigencia de la tarifa elegida por el cliente ésta se considerará renovada automáticamente por otro período, a menos que el cliente comunique por escrito a la concesionaria su voluntad de contratar una tarifa diferente, con al menos 30 días de anticipación a su vencimiento.

Las tarifas de suministro eléctrico son establecidas de acuerdo a fórmulas de cálculo fijadas cada cuatro años por medio de decretos emanados del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Estos decretos se complementan a su vez por otros que periódicamente promulga dicho ministerio y que se refieren a otros aspectos que determinan los precios de la energía eléctrica, como son por ejemplo los precios de nudo, las tarifas de subtransmisión y sus correspondientes fórmulas de indexación.

Por ejemplo, a la fecha de confección del presente Manual, estaba vigente el Decreto N° 385 de 2008 de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fijó las opciones tarifarias y sus respectivas fórmulas para el período comprendido entre noviembre de 2008 y noviembre de 2012. Dicho decreto contiene las distintas opciones tarifarias a las que puede acceder un usuario final, dependiendo de su tipo de consumo, el cual puede elegir como ya se dijo libremente la opción tarifaria de su conveniencia, por un plazo mínimo de un año, al cabo del cual puede modificarla o mantenerla.

Cabe señalar que las tarifas eléctricas que fija la autoridad reguladora son las máximas que pueden aplicar las empresas concesionarias de distribución.

Las opciones tarifarias se han estructurado de acuerdo con diversas formas para el consumo (sólo energía; potencia máxima leída o contratada; y potencia leída o contratada horariamente), todo ello bajo dos categorías de clientes: en alta tensión (AT), para clientes que están conectados con su empalme a redes cuyo voltaje es superior a 400 volts (normalmente 12.000 o 13.200 volts) y en baja tensión (BT), para aquellos clientes que están conectados con su empalme a redes cuyo voltaje es inferior a 400 volts (normalmente 220 o 380 volts).

De esta forma, dependiendo del voltaje de las redes al que está conectado el cliente, se han definido tarifas en Baja Tensión o en Alta Tensión.

1.3.1. Tarifas en Baja Tensión

En baja tensión, están definidas cuatro opciones denominadas BT1, BT2, BT3 y BT4 (subdivididas en BT4.1, BT4.2 y BT4.3), tarifas que difieren entre sí en cuanto a las variables que consideran como medida y facturación, ya sea energía o potencia, según se describe a continuación:

Tarifa BT1:

Esta tarifa es la más simple que se puede aplicar a consumos de baja tensión y sólo puede aplicarse a instalaciones conectadas en baja tensión, cuya potencia conectada sea inferior a 10 kW y que cuenten con un limitador de potencia para cumplir esta condición.

Los principales cargos incluidos en la facturación mensual de clientes conectados con esta opción tarifaria, dependen de la energía consumida en el mes de facturación (medida en kilowatts-hora, Kwh.), o bien como se describe más adelante, de los valores de consumos de energía históricos de meses anteriores.

Esta opción tarifaria BT1, se subdivide en dos casos, según se describe a continuación:

Caso a, Tarifa BT1a:

Aplicables a los clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción (BT1) se produce en meses en que se han definido horas de punta o a los clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción (BT1) se produce en meses en que no se hayan definido horas de punta y cuyo Factor de Clasificación, calculado como el promedio de energía consumida entre los meses de enero y febrero dividido por el promedio de energía consumida entre los meses de marzo a diciembre del año anterior, sea igual o inferior a dos coma cinco.

En este caso, la tarifa se denomina BT1a, tarifa que incluye los siguientes cargos que se suman en la factura o boleta mensual, según corresponda:

- a) Cargo fijo mensual.
- b) Cargo único por uso del sistema troncal.
- c) Cargo por energía base.
- d) Cargo por energía adicional de invierno.

El cargo fijo mensual, representa los costos de las empresas suministradoras relacionados con el cobro mensual de los consumos, tales como lectura, facturación, reparto y cobranza. El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se aplica incluso si éste es nulo.

El cargo único por uso del sistema troncal, representa el costo que significa llevar la energía eléctrica desde los puntos de generación, hasta los puntos de consumo. El monto de este cargo se determina en proporción a la energía consumida, aplicando el precio unitario establecido por cada empresa distribuidora al total de la energía consumida, medida en kilowatts-hora (kWh).

Los cargos por energía base y por energía adicional de invierno, corresponden a cargos que se aplican ya sea que el mes de facturación incluya horas de punta o no. En aquellos meses que no incluyen horas de punta, la energía base, simplemente corresponde a la energía consumida o medida, mientras que los meses que contienen horas de punta, la energía base podrá corresponder sólo a una parte de la energía consumida, mientras que el resto de la energía, será catalogada como energía adicional de invierno.

El cargo por energía base se obtendrá multiplicando los kilowatts-hora (kWh) de consumo base por su precio unitario. El consumo base se determinará mensualmente según se señala a continuación:

-En los meses en que se han definido horas de punta, y en el caso de que al cliente se le aplique el cargo por energía adicional de invierno, el consumo base será igual al límite de invierno. En caso contrario, su valor corresponderá a la totalidad de la energía consumida.

-En los meses en que no se hayan definido horas de punta, el consumo base será igual a la totalidad de la energía consumida.

El cargo por energía adicional de invierno se determinará mensualmente en los meses en que se han definido horas de punta y se obtendrá multiplicando los kWh de consumo adicional de invierno por su precio unitario. El consumo adicional de invierno sólo se aplicará en caso que el consumo del cliente exceda los 430 kWh/mes, correspondiendo su valor a la energía consumida en exceso de su límite de invierno.

El límite de invierno de cada cliente será igual al mayor valor que resulte de comparar: 350 kWh, con el promedio mensual de la energía consumida en los meses en que no se hayan definido horas de punta de los últimos 12 meses, incrementado en un 20%. Para aquellos clientes que, por haberse incorporado como tales, no registren consumo en el total o una fracción de los meses en que no se hayan definido horas de punta de los últimos 12 meses, se les considerará para el cálculo del límite de invierno un consumo de 350 kWh/mes en el período faltante hasta la fecha de energización del medidor.

El cargo por energía adicional de invierno no se aplica en el caso de las empresas abastecidas desde el Sistema Interconectado del Norte Grande; facturándose la totalidad de la energía consumida al precio unitario de la energía base.

Caso b, Tarifa BT1b:

Esta tarifa es aplicable a los clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción (BT1) se produce en meses en que no se han definido horas de punta y cuyo Factor de Clasificación, sea superior a dos coma cinco.

En este caso, la tarifa se denomina BT1b, tarifa que incluye los siguientes cargos que se suman en la factura o boleta mensual, según corresponda:

- a) Cargo fijo mensual.
- b) Cargo único por uso del sistema troncal.
- c) Cargo por energía.
- d) Cargo por potencia base
- d) Cargo por potencia de invierno.

El cargo fijo mensual, representa los costos de las empresas suministradoras relacionados con el cobro mensual de los consumos, tales como lectura, facturación, reparto y cobranza. El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se aplica incluso si éste es nulo.

El cargo único por uso del sistema troncal, representa el costo que significa llevar la energía eléctrica desde los puntos de generación, hasta los puntos de consumo. El monto de este cargo se determina en proporción a la energía consumida, aplicando el precio unitario establecido por cada empresa distribuidora al total de la energía consumida, medida en kilowatts-hora (kWh).

El cargo mensual por energía corresponde al cargo por la energía consumida (medida) y se aplicará en todos los meses del año. El monto a facturar se obtendrá multiplicando los kWh de consumo por su precio unitario.

El cargo por potencia base se aplicará en todos los meses del año, incluso si el consumo del mes respectivo es nulo, y se obtendrá multiplicando el mayor valor de los consumos de energía de los meses de enero y febrero inmediatamente anteriores por su precio unitario.

El cargo por potencia de invierno se aplicará sólo en los meses en que se han definido horas de punta y se obtendrá multiplicando el consumo de energía del mes respectivo por su precio unitario.

Tarifa BT2:

Esta tarifa se aplica a clientes con medidor simple de energía (registro sólo de la energía consumida), quienes deberán contratar una potencia fija que podrá ser o no consuma, pero que será cobrada durante todo el periodo de duración del contrato de tarifa.

La tarifa comprende los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta:

- a) Cargo fijo mensual.
- b) Cargo único por uso del sistema troncal.
- c) Cargo por energía.
- d) Cargo por potencia contratada.

El cargo fijo mensual, representa los costos de las empresas suministradoras relacionados con el cobro mensual de los consumos, tales como lectura, facturación, reparto y cobranza. El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se aplica incluso si éste es nulo.

El cargo único por uso del sistema troncal, representa el costo que significa llevar la energía eléctrica desde los puntos de generación, hasta los puntos de consumo. El monto de este cargo se determina

en proporción a la energía consumida, aplicando el precio unitario establecido por cada empresa distribuidora al total de la energía consumida, medida en kilowatts-hora (kWh).

El cargo mensual por energía corresponde al cargo por la energía consumida (medida) y se aplicará en todos los meses del año. El monto a facturar se obtendrá multiplicando los kWh de consumo por su precio unitario.

Potencia Contratada. En esta opción tarifaria, los clientes pueden contratar libremente la potencia eléctrica que desean les sea suministrada mensualmente por la empresa distribuidora, la que registrará por un plazo de 12 meses. En esta opción se utilizan limitadores de potencia para impedir que la potencia demandada por la instalación supere la potencia convenida entre el cliente y la distribuidora. El cargo por potencia contratada se obtendrá multiplicando los kilowatts (kW) contratados por su precio unitario.

Esta tarifa es conveniente para un consumidor con una demanda (potencia expresada en kW) bien definida y sin variaciones en el tiempo, dado que la potencia contratada se transforma prácticamente en un cargo fijo durante el tiempo que dure el contrato.

Tarifa BT3:

Esta tarifa se aplica a clientes con medidor simple de energía y con lectura de demanda máxima.

La tarifa comprende los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta:

- a) Cargo fijo mensual.
- b) Cargo único por uso del sistema troncal.
- c) Cargo por energía.
- d) Cargo por demanda máxima.

El cargo fijo mensual, representa los costos de las empresas suministradoras relacionados con el cobro mensual de los consumos, tales como lectura, facturación, reparto y cobranza. El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se aplica incluso si éste es nulo.

El cargo único por uso del sistema troncal, representa el costo que significa llevar la energía eléctrica desde los puntos de generación, hasta los puntos de consumo. El monto de este cargo se determina en proporción a la energía consumida, aplicando el precio unitario establecido por cada empresa distribuidora al total de la energía consumida, medida en kilowatts-hora (kWh).

El cargo mensual por energía corresponde al cargo por la energía consumida (medida) y se aplicará en todos los meses del año. El monto a facturar se obtendrá multiplicando los kWh de consumo por su precio unitario.

Cargo por Demanda Máxima. Se entiende por demanda máxima de potencia leída del mes al más alto valor de las demandas de potencia integradas en períodos sucesivos de 15 minutos. La potencia máxima es leída durante las 24 horas, todo el año.

La facturación mensual del cargo por demanda máxima del mes corresponderá al mayor de los siguientes valores:

- La demanda más alta que resulte de comparar la demanda máxima leída del mes con el promedio de las dos más altas demandas registradas en aquellos meses que contengan horas de punta, dentro de los últimos 12 meses, incluido el mes que se factura.
- 40% del mayor de los cargos por demanda máxima registrado en los últimos 12 meses.

El cargo por demanda máxima resulta de multiplicar la demanda máxima de facturación, determinada según el procedimiento descrito anteriormente, por el precio unitario correspondiente.

Tarifa BT4:

Esta tarifa considera precios diferenciados para los suministros que se efectúen fuera de horas de punta con respecto a los que se efectúen durante ese periodo. Esta tarifa se subdivide en las siguientes modalidades:

-Tarifa BT4.1:

Corresponde a la tarifa en donde se realiza medición de energía y se contrata una determinada potencia para ser usada en horario de punta (demanda máxima contratada en horas de punta) y otra potencia para ser usada en horas fuera de punta (demanda máxima contratada). Comprende los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta:

- a) Cargo fijo mensual.
- b) Cargo único por uso del sistema troncal.
- c) Cargo mensual por energía.
- d) Cargo mensual por demanda máxima contratada en horas de punta.
- e) Cargo mensual por demanda máxima contratada.

Esta tarifa es similar a la tarifa BT2, ya que considera la contratación de potencia, en este caso, haciendo la diferencia entre potencia contratada en horas de punta y fuera de horas de punta. Cargos que se facturarán mensualmente se use o no se use esta potencia contratada. De ahí, que salvo que la potencia contratada por un consumidor en horas de punta y fuera de punta sea perfectamente definida y constante, la aplicación de esta opción tarifaria no resulta conveniente.

-Tarifa BT4.2:

Corresponde a la tarifa en donde se realiza medición de energía y de demanda máxima en horas de punta (demanda máxima leída de potencia en horas de punta) y se contrata una determinada cantidad de potencia en horarios fuera de punta (demanda máxima contratada). Comprende los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta:

- a) Cargo fijo mensual.
- b) Cargo único por uso del sistema troncal.
- c) Cargo mensual por energía.
- d) Cargo mensual por demanda máxima leída de potencia en horas de punta.
- e) Cargo mensual por demanda máxima contratada.

Esta tarifa es una variante de la opción BT4.1, y en lugar de contratar demanda máxima en horas de punta, realiza la medición de esta variable, manteniendo el requisito de contratar demanda máxima fuera de horas de punta.

-Tarifa BT4.3:

Corresponde a la tarifa en donde se realiza medición de energía, de la demanda máxima en horas de punta y de la demanda máxima fuera de horas de punta. Comprende los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta.

- a) Cargo fijo mensual.
- b) Cargo único por uso del sistema troncal.
- c) Cargo mensual por energía.
- d) Cargo mensual por demanda máxima leída de potencia en horas de punta.
- e) Cargo mensual por demanda máxima de potencia suministrada.

El cargo fijo mensual, representa los costos de las empresas suministradoras relacionados con el cobro mensual de los consumos, tales como lectura, facturación, reparto y cobranza. El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se aplica incluso si éste es nulo.

El cargo único por uso del sistema troncal, representa el costo que significa llevar la energía eléctrica desde los puntos de generación, hasta los puntos de consumo. El monto de este cargo se determina en proporción a la energía consumida, aplicando el precio unitario establecido por cada empresa distribuidora al total de la energía consumida, medida en kilowatts-hora (kWh).

El cargo mensual por energía corresponde al cargo por la energía consumida (medida) y se aplicará en todos los meses del año. El monto a facturar se obtendrá multiplicando los kWh de consumo por su precio unitario.

Los cargos mensuales por demanda máxima contratada en horas de punta y por demanda máxima contratada de la tarifa BT4.1, así como el cargo mensual por demanda máxima contratada de la tarifa BT4.2 se facturarán incluso si el consumo de energía es nulo. Ellos se obtendrán multiplicando los kW de potencia contratada por el precio unitario correspondiente. La demanda máxima de potencia que se contrate deberá ceñirse a las capacidades de los limitadores existentes en el mercado.

Los cargos mensuales por demanda máxima leída de potencia en horas de punta de las tarifas BT4.2 y BT4.3 se facturarán de la siguiente manera:

- Durante los meses que contengan horas de punta, se aplicará a la demanda máxima en horas de punta efectivamente leída en cada mes el precio unitario correspondiente.
- Durante los meses que no contengan horas de punta se aplicará al promedio de las dos mayores demandas máximas en horas de punta registradas durante los meses del período de punta inmediatamente anteriores, al precio unitario correspondiente.

El cargo mensual por demanda máxima de potencia suministrada (demanda máxima leída en horas fuera de punta) de la tarifa BT4.3 se facturará aplicando al promedio de las dos más altas demandas máximas registradas en los últimos 12 meses, incluido el mes que se facture, al precio unitario correspondiente.

1.3.2. Tarifas en Alta Tensión

En alta tensión se tienen las tarifas AT-2, AT-3, AT-4.1, AT-4.2 y AT-4.3 que comprenderán los mismos cargos y se facturarán de la misma forma que sus tarifas equivalentes en baja tensión, difiriendo sólo

en los precios unitarios correspondientes.

Para ver una descripción de las tarifas ver la descripción de las tarifas en Baja Tensión.

1.3.3. Conceptos contenidos en las tarifas eléctricas

A continuación, se describen algunos conceptos que deben ser asimilados, para poder comprender con mayor detalle las definiciones y descripciones de los sistemas tarifarios antes expuestos.

Se describen además, dos cargos adicionales que podrían ser incluidos en las cuentas mensuales de los clientes, dependiendo de algunas condiciones particulares de las instalaciones; cargos definidos como “Recargo por consumo reactivo” (mal factor de potencia) y “Recargo por Lectura en Baja Tensión de Consumos de Clientes de Alta Tensión”.

Potencia, Energía, Demanda y Demanda Máxima:

Para mayor comprensión de los cargos incluidos en las distintas tarifas eléctricas descritas anteriormente, es fundamental conocer la definición y asimilar dos magnitudes físicas como son la potencia y la energía, ambas referidas en este caso a un ámbito eléctrico; ello por cuanto dichas magnitudes son utilizadas también en otros ámbitos de la física. Mientras para efectos de las tarifas eléctricas la potencia se mide y expresa en kilowatts ($1 \text{ kW} = 1.000 \text{ Watts}$), la energía lo hace en kilowatts-hora (kWh).

En términos simples, la física general entiende como energía al trabajo que es capaz de realizar un determinado agente que trabaja en una fracción de tiempo. De esta manera, un determinado motor que desarrolla una potencia constante de un (1) kW, requerirá en una hora un (1) kWh de energía para realizar su trabajo.

En electricidad ambas magnitudes físicas, el kW y el kWh, pueden ser medidas con determinados instrumentos, que son aquellos que en distintas versiones se instalan normalmente en un empalme eléctrico y que permiten a las empresas distribuidoras dimensionar el suministro que entregan a los consumidores y los horarios en que se producen.

La potencia puede también expresarse en caballos de fuerza (HP), unidad de medida utilizada comúnmente en motores eléctricos y sistemas de bombas para riego. La relación entre el kW y el HP es tal que 1 HP es aproximadamente igual a 0,75 kW.

Una explicación con enfoque simplista bastará para comprender la razón por la cual ambas magnitudes son relevantes para un sistema de distribución eléctrico.

Por ejemplo, un motor eléctrico con una potencia de 10 kW funcionando por una hora requerirá de la red de distribución de electricidad un total de 10 kWh. Por otro lado, un motor de 1 kW funcionando por 10 horas también consumirá 10 kWh.

Si solamente se midiera y cobrara el suministro de energía, vale decir los 10 kWh, ambas instalaciones de motor recibirían idéntico cobro por parte de la empresa distribuidora eléctrica. Sin embargo, desde el punto de vista de la distribuidora, para la primera instalación debió disponer de una potencia en su línea eléctrica a lo menos igual a los 10 kW demandados por el motor de su cliente; en cambio, para la segunda instalación a la empresa eléctrica le bastaba con disponer de 1 kW.

Como es obvio, el costo de disponer de una red de distribución capaz de entregar 10 kW de potencia en un punto determinado es mucho mayor que el de disponer de 1 kW en el mismo punto; razón por la cual resulta necesario efectuar, además del cobro por la energía, un cargo por la potencia disponible.

Con esto, la instalación de 10 kW recibirá un cargo por energía suministrada igual a la instalación de 1 kW, pero tendrá un cargo por potencia demandada diez veces mayor.

En las opciones tarifarias ya descritas y la relación empresa distribuidora-cliente, se utiliza el término demanda para referirse de una manera abreviada al requerimiento de potencia eléctrica de una determinada instalación. La “demanda” es entonces una demanda de potencia.

Se entenderá por demanda máxima leída del mes al más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos.

Periodo de Horas de Punta:

Otro concepto que aparece entre las distintas opciones tarifarias es aquel período que se denomina como horas de punta. Dichos períodos dependen del sistema eléctrico troncal desde el cual son abastecidas las distintas distribuidoras y quedan establecidos mediante Decretos Supremos semestrales del Ministerio de Energía.

El último decreto vigente (a la fecha de preparación del presente Manual) es el decreto N° 82 de fecha 30 de abril de 2010 y abarca el período 1° de mayo al 31 de octubre de 2010 y establece como horas de punta las siguientes:

En el Sistema Interconectado Central (SIC), que abarca desde Tal-Tal hasta la Isla de Chiloé, para los efectos de las disposiciones atinentes a las empresas concesionarias de distribución, se entenderá por horas de punta el período comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas de cada día de los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre exceptuándose a solicitud del cliente, los días domingo, festivos y sábado inmediatamente siguiente a un día viernes festivo o anterior a un día lunes festivo de dichos meses, siempre y cuando y de ser necesario, el usuario asuma los costos de inversión correspondientes. El resto del año se denomina como fuera de punta.

En el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), para los efectos de las disposiciones atinentes a las empresas concesionarias de distribución, se entenderá por horas de punta el período del día comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas – mientras rija el horario oficial de invierno – y entre las 19:00 y 24:00 horas - mientras rija el horario oficial de verano - de cada día de todos los meses del año, exceptuándose, a solicitud del cliente, los días domingo, festivos y sábado siguiente a un día viernes festivo o anterior a un día lunes festivo siempre y cuando, y de ser necesario, el usuario asuma los costos de inversión correspondientes. Aquí también el resto del año se considera fuera de punta.

Un determinado consumo será calificado como presente en punta, cuando la potencia contratada o leída está siendo usada manifiestamente durante las horas de punta del sistema eléctrico.

Un determinado consumo será calificado como parcialmente presente en punta, cuando la potencia contratada o demanda leída está siendo usada parcialmente durante las horas de punta del sistema eléctrico.

La implicancia económica del periodo de horas de punta es relevante cuando los consumos se producen durante este periodo, debido al mayor costo que existe por utilización de potencia y por el arrastre del mayor costo a los meses fuera de punta que permiten las fórmulas tarifarias que lo contemplan. Este mayor costo se debe a que la potencia suministrada en horas de punta se cobra a un valor varias veces superior al cobro por potencia en horas fuera de punta.

Es así como resulta obvio que la instalación eléctrica destinada a riego más eficiente, desde el punto de vista económico en su facturación eléctrica, será aquella que solamente consume energía en periodos fuera de punta.

Recargo por Consumo Reactivo:

Las empresas distribuidoras están autorizadas por la normativa para aplicar un recargo por concepto de "Consumo Reactivo", también conocido como mal factor de potencia de una instalación, cargo que se aplica en todos los tipos de tarifa, con excepción de la BT-1.

Este recargo por mal factor de potencia se aplica cuando el factor de potencia medio mensual es inferior a 0,93. Éste consiste en un recargo de un 1% del valor total de facturación, por cada centésima en que dicho factor baje de 0,93.

En términos simples, el factor de potencia es el cociente entre la potencia activa y la potencia aparente que requiere una instalación eléctrica para su funcionamiento. Su definición en detalle es una materia compleja que escapa al alcance del presente Manual; no obstante, es bueno tener presente que el factor de potencia se empeora cuando existen en la instalación:

- Varios motores (a más motores, peor factor de potencia).
- Presencia de equipos de refrigeración y aire acondicionado.
- Una sub-utilización de la capacidad instalada en equipos electromecánicos, por una mala planificación y operación en el sistema eléctrico de la instalación.

Los medidores incorporados a un empalme para uso en instalaciones industriales o semi-industriales determinan el factor de potencia, lo que permite a las distribuidoras aplicar el recargo en la facturación.

Para mejorar el factor de potencia - además de la buena planificación, ejecución, mantención y operación de la instalación eléctrica y sus equipos - se utilizan los bancos de condensadores eléctricos estáticos y/o los motores sincrónicos, siendo estos últimos una solución de un valor algo mayor.

Recargo por Lectura en Baja Tensión de Consumos de Clientes de Alta Tensión:

La normativa vigente establece que los consumos correspondientes a clientes de alta tensión, pueden ser medidos tanto en alta como en baja tensión. En caso de medición en baja tensión, la norma autoriza a las empresas distribuidoras para aplicar recargos por pérdidas de transformación equivalente a un 3,5%, tanto en los cargos de energía como de potencia.

1.3.4. Ejemplos de análisis tarifario

Los ejemplos descritos a continuación, corresponden a la determinación de facturaciones de energía eléctrica mensual y anual, para tres potencias de instalaciones de bombas para riego. Para cada caso,

se realizaron los cálculos de facturación, en tres zonas geográficas distintas, atendidas por distintas empresas de distribución de energía, según se indica a continuación:

-Constitución. VII Región. Ciudad en donde existen dos compañías distribuidoras; Luz Linares y Compañía General de Electricidad (nombre local “Emelectric”).

-Colina. Región Metropolitana. Comuna en donde la empresa concesionaria de distribución de electricidad es Empresa Eléctrica de Colina (EE Colina)

-Camarones. I Región. Localidad en donde la distribución eléctrica es realizada por la Empresa Eléctrica de Arica (EMELARI).

Para la realización de los cálculos de facturación, se han considerado los precios de cada una de las tarifas (BT1 a BT4.3 y AT2 a AT4.3), publicados por las empresas de distribución mencionadas anteriormente, válidos para el segundo semestre del año 2010, con IVA incluido, según detalla a continuación:

Precios para tarifa BT1:

Tipo de Cargo	Luz Linares	EMELECTRIC	EE Colina	EMELARI
Cargo Fijo (\$/cliente)	1.058,709	1.100,588	1.111,750	1.111,760
Precio uso del sistema troncal (\$/kWh)	0,897	0,897	0,795	0,011
Precio energía base (\$/kWh)	143,291	127,564	124,362	122,040
Precio energía adicional de invierno (\$/Kwh)	221,035	183,498	175,823	0,000

Precios para tarifas BT2 y AT2:

Tipo de Cargo	Luz Linares (BT2/AT2)	EMELECTRIC (BT2/AT2)	EE Colina (BT2/AT2)	EMELARI (BT2/AT2)
Cargo Fijo (\$/cliente)	(1.058,71)/ (1.058,71)	(1.100,588)/ (1.100,588)	(1.111,750)/ (1.111,750)	(1.111,760)/ (1.111,76)
Precio uso del sistema troncal (\$/kWh)	(0,897)/ (0,897)	(0,897)/(0,897)	(0,795)/(0,795)	(0,011)/(0,011)
Precio energía (\$/kWh)	(65,547)/ (60,985)	(71,630)/ (67,258)	(72,901)/ (68,452)	(70,396)/ (66,1)
Precio potencia contratada presente en punta (\$/kW)	(24.232,376)/ (14.598,480)	(18.517,708)/ (12.161,829)	(15.964,100)/ (7.805,170)	(9.760,69)/ (8.297,95)
Precio potencia contratada parcialmente presente en punta (\$/kW)	(18.094,635)/ (11.926,001)	(13.654,964)/ (9.199,512)	(12.793,140)/ (7.111,390)	(6.586,17)/ (5.071,70)

Precios para tarifa BT3 y AT3:

Tipo de Cargo	Luz Linares (BT3/AT3)	EMELECTRIC (BT3/AT3)	EE Colina (BT3/AT3)	EMELARI (BT3/AT3)
Cargo Fijo (\$/cliente)	(1.819,768)/ (1.819,768)	(1.705,847)/ (1.705,847)	(1.723,990)/ (1.723,990)	(1.723,990)/ (1.723,99)
Precio uso del sistema troncal (\$/kWh)	(0,897)/ (0,897)	(0,897)/ (0,897)	(0,795)/ (0,795)	(0,011)/ (0,011)
Precio energía (\$/kWh)	(65,547)/ (60,985)	(71,630)/ (67,258)	(72,901)/ (68,452)	(70,396)/ (66,1)
Precio demanda máxima. Presente en punta (\$/kW)	(24.232,376)/ (14.598,480)	(18.517,708)/ (12.161,829)	(15.964,100)/ (7.805,170)	(9.760,69)/ (8.297,95)
Precio demanda máxima. Parcialmente presente en punta (\$/kW)	(18.094,635)/ (11.926,001)	(13.654,964)/ (9.199,512)	(12.793,140)/ (7.111,390)	(6.586,17)/ (5.071,70)

Precios para tarifa BT4 y AT4

Tipo de Cargo	Luz Linares (BT/AT)	EMELECTRIC (BT/AT)	EE Colina (BT/AT)	EMELARI (BT/AT)
Cargo Fijo (\$/cliente). BT4.1	(1.058,709)/ (1.058,709)	(1.100,588)/ (1.100,588)	(1.111,750)/ (1.111,750)	(1.111,76)/ (1.111,76)
Cargo Fijo (\$/cliente). BT4.2	(1.819,768)/ (1.819,768)	(1.705,847)/ (1.705,847)	(1.723,990)/ (1.723,990)	(1.723,99)/ (1.723,99)
Cargo Fijo (\$/cliente). BT4.3	(1.962,347)/ (1.962,347)	(1.901,828)/ (1.901,828)	(1.922,050)/ (1.922,050)	(1.922,06)/ (1.922,06)
Precio uso del sistema troncal (\$/kWh)	(0,897)/ (0,897)	(0,897)/ (0,897)	(0,795)/ (0,795)	(0,011)/ (0,011)
Precio energía (\$/kWh)	(65,547)/ (60,985)	(71,630)/ (67,258)	(72,901)/ (68,452)	(70,396)/ (66,1)
Precio demanda máxima. Contratada o Leída en horas de punta (\$/kW)	(18.126,409)/ (11.797,346)	(15.281,476)/ (10.460,138)	(12.597,250)/ (6.625,710)	(7.521,58)/ (7.317,15)
Precio demanda máxima de potencia Contratada o Suministrada (\$/kW)	(6.105,968)/ (2.801,133)	(3.236,232)/ (1.701,691)	(3.366,850)/ (1.179,460)	(2.239,11)/ (980,805)

Como caso particular, la empresa Luz Linares, cuenta con una tarifa especial para instalaciones de riego, tarifa similar a la BT4.3 y AT4.3, pero que elimina cobros de energía y potencia durante los meses de invierno.

Los precios de esta tarifa especial para riego son los siguientes:

Precios para tarifa Especial de Riego (BT4.3 y AT4.3 Riego). Sólo Luz Linares:

Tipo de Cargo	BT4.3	AT4.3
Cargo Fijo (\$/cliente)	1.962,347	1.962,347
Precio uso del sistema troncal (\$/kWh)	0,897	0,897
Precio energía (\$/kWh)	65,547	60,985
Precio demanda máxima. Contratada o Leída en horas de punta (\$/kW)	18.126,409	11.797,346
Precio demanda máxima de potencia Contratada o Suministrada (\$/kW)	10.258,026	4.705,904

Ejemplo 1. Bomba de 3 HP:

Se analizará el resultado de la facturación mensual obtenida para el caso de una bomba de 3 HP, equivalente a 2,25 kW (1HP = 0,746 kW).

Supuestos para el estudio:

-El consumo se realiza en horas fuera de punta, entre los meses de octubre a marzo, durante 6 horas continuas y 5 veces al mes.

-Para Constitución, se realizará el ejercicio, considerando la posibilidad de alimentación desde cualquiera de las dos empresas concesionarias existentes en esta zona, Luz Linares o Emelectric.

-Se considera alimentación en Baja Tensión y en Alta Tensión.

-Se considera potencia monofásica lo que significa la instalación de un limitador de potencia de 15 A, equivalente a la contratación de una potencia de 3,3 kW, para los casos de contratación de potencia.

Cálculos:

Consumo Energía Mensual (Kwh.) = horas utilización x días utilización x potencia consumida = 67,5 kWh

Potencia o Demandada Máxima = 2,25 kW (corresponde a la potencia nominal del motor)

Potencia Contratada = 3,3 kW (para los casos de contratación de potencia)

Fórmulas de Cálculo Tarifa BT1a:

Cargo único uso del sistema troncal = $E_{\text{mensual}}(\text{Kwh.}) \times P_{\text{cust}}(\$/\text{Kwh.})$

Cargo por energía base = $\text{Consumo Energía Mensual}(\text{Kwh.}) \times \text{Precio energía base } (\$/\text{Kwh.})$

Fórmulas de Cálculo Tarifa BT1b:

Cargo único uso del sistema troncal = $E_{\text{mensual}}(\text{Kwh.}) \times P_{\text{cust}}(\$/\text{Kwh.})$

Cargo por energía base = $\text{Consumo Energía Mensual } (\text{Kwh.}) \times \text{Precio energía base } (\$/\text{Kwh.})$

Cargo por potencia base = $\text{Mayor consumo de energía meses de enero o febrero anteriores}(\text{Kwh.}) \times \text{Precio energía base } (\$/\text{Kwh.})$

Fórmulas de Cálculo Tarifa BT2:

Cargo único uso del sistema troncal = $E_{\text{mensual}}(\text{Kwh.}) \times P_{\text{cust}}(\$/\text{Kwh.})$

Cargo por energía = $\text{Consumo Energía Mensual}(\text{Kwh.}) \times \text{Precio energía } (\$/\text{Kwh.})$

Cargo por potencia contratada = $\text{Potencia Contratada } (\text{kW}) \times \text{Precio pot. contratada parcialmente presente en punta } (\$/\text{kW})$

Fórmulas de Cálculo Tarifa BT3:

Cargo único uso del sistema troncal = $E_{\text{mensual}}(\text{Kwh.}) \times P_{\text{cust}}(\$/\text{Kwh.})$

Cargo por energía = $\text{Consumo Energía Mensual } (\text{Kwh.}) \times \text{Precio energía } (\$/\text{Kwh.})$

Cargo por demanda máxima = $\text{Demanda máxima de facturación del mes } (\text{kW}) \times \text{Precio demanda máxima parcialmente presente en punta } (\$/\text{kW})$

Fórmulas de Cálculo Tarifa BT4:

Cargo único uso del sistema troncal = $E_{\text{mensual}}(\text{Kwh.}) \times P_{\text{cust}}(\$/\text{Kwh.})$. Para BT4.1, BT4.2 y BT4.3.

Cargo por energía = $\text{Consumo Energía Mensual } (\text{Kwh.}) \times \text{Precio energía } (\$/\text{Kwh.})$. Para BT4.1, BT4.2 y BT4.3.

Cargo por demanda máxima contratada en horas de punta = $\text{Potencia Contratada en horas de punta}(\text{kW}) \times \text{Precio pot. contratada en horas de punta } (\$/\text{kW})$. Para BT4.1.

Cargo por demanda máxima contratada = Potencia Contratada(kW)xPrecio pot. contratada (\$/kW).
Para BT4.1 y BT4.2.

Cargo por demanda máxima en horas de punta = Demanda máxima de facturación en horas de punta(kW)xPrecio demanda máxima en horas de punta (\$/kW). Para BT4.2 y BT4.3.

Cargo por demanda máxima de potencia suministrada = Demanda máxima de facturación de potencia suministrada (kW)xPrecio demanda máxima de potencia suministrada (\$/kW). Para el caso de BT4.3.

Aplicando los datos y las fórmulas anteriores, se obtienen los siguientes resultados para tarifas de Baja Tensión:

Facturación según tarifas de Baja Tensión:

INSTALACIÓN DE 3 HP - 2,25 KW	VALOR FACTURACIÓN							
	BT1 a	BT1 b	BT2	BT3	BT4.1	BT4.2	BT4.3	BT4.3 RIEGO
LUZ LINARES, CONSTITUCIÓN								
TOTAL MENSUAL IVA INCLUIDO OCT-MAR	\$ 10.791	\$ 20.464	\$ 65.256	\$ 47.018	\$ 25.693	\$ 26.454	\$ 20.186	\$ 29.528
TOTAL MENSUAL IVA INCLUIDO ABR-SEP	\$ 1.059	\$ 10.731	\$ 60.771	\$ 18.105	\$ 21.208	\$ 21.969	\$ 15.701	\$ -
TOTAL IVA INCLUIDO AÑO	\$ 71.100	\$ 187.170	\$ 756.162	\$ 390.736	\$ 281.406	\$ 290.538	\$ 215.322	\$ 177.168
EMELECTRIC, CONSTITUCIÓN								
TOTAL MENSUAL IVA INCLUIDO OCT-MAR	\$ 9.772	\$ 18.382	\$ 51.058	\$ 37.325	\$ 16.676	\$ 17.281	\$ 14.079	
TOTAL MENSUAL IVA INCLUIDO ABR-SEP	\$ 1.101	\$ 9.711	\$ 46.162	\$ 13.995	\$ 11.780	\$ 12.385	\$ 9.183	
TOTAL IVA INCLUIDO AÑO	\$ 65.234	\$ 168.561	\$ 583.317	\$ 307.922	\$ 170.735	\$ 177.998	\$ 139.574	
E.E. DE COLINA, COLINA								
TOTAL MENSUAL IVA INCLUIDO OCT-MAR	\$ 9.560	\$ 17.954	\$ 48.304	\$ 35.483	\$ 17.197	\$ 17.809	\$ 14.472	
TOTAL MENSUAL IVA INCLUIDO ABR-SEP	\$ 1.112	\$ 9.506	\$ 43.329	\$ 13.238	\$ 12.222	\$ 12.835	\$ 9.497	
TOTAL IVA INCLUIDO AÑO	\$ 64.030	\$ 164.763	\$ 549.796	\$ 292.325	\$ 176.515	\$ 183.862	\$ 143.816	
EMELARI, CAMARONES								
TOTAL MENSUAL IVA INCLUIDO	\$ 17.589		\$ 32.351	\$ 26.048	\$ 18.006	\$ 18.618	\$ 16.465	
TOTAL IVA INCLUIDO AÑO	\$ 211.064	N/A	\$ 388.213	\$ 312.574	\$ 216.069	\$ 223.416	\$ 197.580	

En forma análoga, pero aplicando los precios de tarifas en alta tensión y las fórmulas de cálculo antes indicadas, se obtienen los siguientes valores de facturación.

Facturación según tarifas de Baja Tensión:

INSTALACIÓN DE 3 HP - 2,25 KW	VALOR FACTURACIÓN					
	AT2	AT3	AT4.1	AT4.2	AT4.3	AT4.3 RIEGO
LUZ LINARES, CONSTITUCIÓN						
TOTAL MENSUAL IVA INCLUIDO OCT-MAR	\$ 44.592	\$ 32.830	\$ 14.479	\$ 15.241	\$ 12.442	\$ 16.728
TOTAL MENSUAL IVA INCLUIDO ABR-SEP	\$ 40.415	\$ 12.553	\$ 10.302	\$ 11.064	\$ 8.265	\$ -
TOTAL IVA INCLUIDO AÑO	\$ 510.036	\$ 272.301	\$ 148.692	\$ 157.824	\$ 124.241	\$ 100.366
EMELECTRIC, CONSTITUCIÓN						
TOTAL MENSUAL IVA INCLUIDO OCT-MAR	\$ 36.059	\$ 27.005	\$ 11.317	\$ 11.922	\$ 10.331	
TOTAL MENSUAL IVA INCLUIDO ABR-SEP	\$ 31.459	\$ 9.985	\$ 6.716	\$ 7.321	\$ 5.731	
TOTAL IVA INCLUIDO AÑO	\$ 405.111	\$ 221.944	\$ 108.197	\$ 115.460	\$ 96.370	
E.E. DE COLINA, COLINA						
TOTAL MENSUAL IVA INCLUIDO OCT-MAR	\$ 29.254	\$ 22.399	\$ 9.678	\$ 10.290	\$ 9.250	
TOTAL MENSUAL IVA INCLUIDO ABR-SEP	\$ 24.579	\$ 8.124	\$ 5.004	\$ 5.616	\$ 4.576	
TOTAL IVA INCLUIDO AÑO	\$ 322.997	\$ 183.138	\$ 88.093	\$ 95.440	\$ 82.955	
EMELARI, CAMARONES						
TOTAL MENSUAL IVA INCLUIDO	\$ 26.773	\$ 22.060	\$ 13.273	\$ 13.886	\$ 13.054	
TOTAL IVA INCLUIDO AÑO	\$ 321.280	\$ 264.724	\$ 159.281	\$ 166.628	\$ 156.646	

Ejemplo 2. Bomba de 9 HP:

En este ejemplo, se analiza el resultado de la facturación mensual obtenida para el caso de una bomba de 9 HP, equivalente a 6,75 kW (1HP = 0,746 kW), ubicados en las mismas localidades del ejemplo 1, esto es, Constitución, Colina y Camarones.

Supuestos para el estudio:

- El consumo se realiza en horas fuera de punta, entre los meses de octubre a marzo, durante 8 horas continuas y 10 veces al mes.
- Para Constitución, se realizará el ejercicio, considerando la posibilidad de alimentación desde cualesquiera de las dos empresas concesionarias existentes en esta zona, Luz Linares o Emelectric.
- Se considera alimentación en Baja Tensión y en Alta Tensión.
- Se considera potencia trifásica, lo que significa la instalación de un limitador de potencia de 3x12,5 A, equivalente a la contratación de una potencia de 8,22 kW, para los casos de contratación de potencia.

Cálculos:

Consumo Energía Mensual (Kwh.) = horas utilización x días utilización x potencia consumida = 540 kWh

Potencia o Demandada Máxima = 6,75 kW (corresponde a la potencia nominal del motor)

Potencia Contratada = 8,22 kW (para los casos de contratación de potencia, potencia nominal con un limitador de 3x12,5A)

Luego, con los parámetros antes descritos, aplicando las distintas fórmulas de facturación, dependiendo del tipo de tarifa y para los distintos precios de suministros, se obtienen los siguientes resultados de facturación mensual y anual.

Facturación según tarifas de Baja Tensión:

INSTALACIÓN DE 9 HP - 6,75 KW	VALOR FACTURACION							
	BT1 a	BT1 b	BT2	BT3	BT4.1	BT4.2	BT4.3	BT4.3 RIEGO
LUZ LINARES, CONSTITUCION								
TOTAL MENSUAL IVA INCLUIDO OCT-MAR	\$ 78.920	\$ 156.297	\$ 185.631	\$ 159.838	\$ 87.114	\$ 87.875	\$ 79.057	\$ 107.084
TOTAL MENSUAL IVA INCLUIDO ABR-SEP	\$ 1.059	\$ 78.436	\$ 149.751	\$ 50.675	\$ 51.235	\$ 51.996	\$ 43.178	\$ -
TOTAL IVA INCLUIDO AÑO	\$ 479.874	\$ 1.408.399	\$ 2.012.295	\$ 1.263.082	\$ 830.093	\$ 839.225	\$ 733.410	\$ 642.503
EMELECTRIC, CONSTITUCION								
TOTAL MENSUAL IVA INCLUIDO OCT-MAR	\$ 70.470	\$ 139.354	\$ 162.475	\$ 133.041	\$ 66.859	\$ 67.464	\$ 62.911	
TOTAL MENSUAL IVA INCLUIDO ABR-SEP	\$ 1.101	\$ 69.985	\$ 113.310	\$ 38.574	\$ 27.694	\$ 28.300	\$ 23.746	
TOTAL IVA INCLUIDO AÑO	\$ 429.421	\$ 1.256.035	\$ 1.594.711	\$ 1.029.694	\$ 567.319	\$ 574.582	\$ 519.944	
E.E. DE COLINA, COLINA								
TOTAL MENSUAL IVA INCLUIDO OCT-MAR	\$ 68.696	\$ 135.852	\$ 146.035	\$ 127.855	\$ 68.563	\$ 69.169	\$ 64.424	
TOTAL MENSUAL IVA INCLUIDO ABR-SEP	\$ 1.112	\$ 68.267	\$ 106.239	\$ 36.247	\$ 28.768	\$ 29.373	\$ 24.628	
TOTAL IVA INCLUIDO AÑO	\$ 418.849	\$ 1.224.715	\$ 1.513.647	\$ 984.616	\$ 583.987	\$ 591.250	\$ 534.312	
EMELARI, CAMARONES								
TOTAL MENSUAL IVA INCLUIDO	\$ 67.019		\$ 93.253	\$ 84.200	\$ 57.531	\$ 58.144	\$ 55.056	
TOTAL IVA INCLUIDO AÑO	\$ 804.232	N/A	\$ 1.119.041	\$ 1.010.405	\$ 690.377	\$ 697.723	\$ 660.670	

Facturación según tarifas de Alta Tensión:

INSTALACIÓN DE 9 HP - 6,75 KW	VALOR FACTURACION					
	AT2	AT3	AT4.1	AT4.2	AT4.3	AT4.3 RIEGO
LUZ LINARES, CONSTITUCION						
TOTAL MENSUAL IVA INCLUIDO OCT-MAR	\$ 132.477	\$ 115.737	\$ 57.493	\$ 58.254	\$ 54.286	\$ 67.143
TOTAL MENSUAL IVA INCLUIDO ABR-SEP	\$ 99.061	\$ 34.020	\$ 24.077	\$ 24.838	\$ 20.870	\$ -
TOTAL IVA INCLUIDO AÑO	\$ 1.389.225	\$ 898.539	\$ 489.422	\$ 498.555	\$ 450.938	\$ 402.861
EMELECTRIC, CONSTITUCION						
TOTAL MENSUAL IVA INCLUIDO OCT-MAR	\$ 113.501	\$ 100.606	\$ 51.888	\$ 52.493	\$ 50.192	
TOTAL MENSUAL IVA INCLUIDO ABR-SEP	\$ 76.698	\$ 26.545	\$ 15.084	\$ 15.689	\$ 13.388	
TOTAL IVA INCLUIDO AÑO	\$ 1.141.193	\$ 762.905	\$ 401.833	\$ 409.096	\$ 381.481	
E.E. DE COLINA, COLINA						
TOTAL MENSUAL IVA INCLUIDO OCT-MAR	\$ 96.943	\$ 87.119	\$ 48.197	\$ 48.791	\$ 47.257	
TOTAL MENSUAL IVA INCLUIDO ABR-SEP	\$ 59.550	\$ 20.925	\$ 10.804	\$ 11.398	\$ 9.863	
TOTAL IVA INCLUIDO AÑO	\$ 938.955	\$ 648.264	\$ 354.008	\$ 361.137	\$ 342.718	
EMELARI, CAMARONES						
TOTAL MENSUAL IVA INCLUIDO	\$ 78.488	\$ 71.658	\$ 44.871	\$ 45.484	\$ 44.242	
TOTAL IVA INCLUIDO AÑO	\$ 941.861	\$ 859.895	\$ 538.458	\$ 545.804	\$ 530.909	

Ejemplo 3. Bomba de 150 HP:

En este ejemplo, se analiza el resultado de la facturación mensual obtenida para el caso de una bomba de 150 HP, equivalente a 112,5 kW (1HP = 0,746 kW), ubicados en las mismas localidades del ejemplo 1, esto es, Constitución, Colina y Camarones.

Supuestos para el estudio:

-El consumo se realiza en horas fuera de punta, entre los meses de octubre a marzo, durante 6 horas continuas al día y 10 veces al mes.

-Para Constitución, se realizará el ejercicio, considerando la posibilidad de alimentación desde cualesquiera de las dos empresas concesionarias existentes en esta zona, Luz Linares o Emelectric.

-Se considera alimentación sólo en Alta Tensión, ya que para esta potencia (150 HP), en sectores rurales es poco probable que se pueda instalar un empalme en baja tensión.

-Se considera potencia trifásica, lo que significa la instalación de un limitador de potencia de 3x175 A, equivalente a la contratación de una potencia de 115,05 kW, para los casos de contratación de potencia.

Cálculos:

Consumo Energía Mensual (Kwh.) = horas utilización x días utilización x potencia consumida = 6750 kWhr

Potencia o Demandada Máxima = 112,5 kW (corresponde a la potencia nominal del motor)

Potencia Contratada = 115,05 kW (para los casos de contratación de potencia, potencia nominal con un limitador de 3x175 A)

Luego, aplicando las distintas fórmulas de facturación y los precios de tarifas en Alta Tensión, se obtienen los siguientes resultados de facturación mensual y anual.

Facturación según tarifas de Alta Tensión:

INSTALACIÓN DE 150 HP - 112,5 KW	VALOR FACTURACION					
	AT2	AT3	AT4.1	AT4.2	AT4.3	AT4.3 RIEGO
LUZ LINARES, CONSTITUCION						
TOTAL MENSUAL IVA INCLUIDO OCT-MAR	\$ 1.790.789	\$ 1.761.198	\$ 741.019	\$ 741.780	\$ 734.793	\$ 949.080
TOTAL MENSUAL IVA INCLUIDO ABR-SEP	\$ 1.373.085	\$ 538.490	\$ 323.315	\$ 324.076	\$ 317.090	\$ -
TOTAL IVA INCLUIDO AÑO	\$ 18.983.247	\$ 13.798.129	\$ 6.386.002	\$ 6.395.134	\$ 6.311.299	\$ 5.694.480
EMELECTRIC, CONSTITUCION						
TOTAL MENSUAL IVA INCLUIDO OCT-MAR	\$ 1.519.505	\$ 1.496.697	\$ 656.918	\$ 657.523	\$ 653.388	
TOTAL MENSUAL IVA INCLUIDO ABR-SEP	\$ 1.059.458	\$ 415.684	\$ 196.872	\$ 197.477	\$ 193.342	
TOTAL IVA INCLUIDO AÑO	\$ 15.473.779	\$ 11.474.287	\$ 5.122.737	\$ 5.130.000	\$ 5.080.382	
E.E. DE COLINA, COLINA						
TOTAL MENSUAL IVA INCLUIDO OCT-MAR	\$ 1.286.658	\$ 1.269.172	\$ 604.219	\$ 604.832	\$ 602.028	
TOTAL MENSUAL IVA INCLUIDO ABR-SEP	\$ 819.242	\$ 321.737	\$ 136.803	\$ 137.415	\$ 134.611	
TOTAL IVA INCLUIDO AÑO	\$ 12.635.400	\$ 9.545.452	\$ 4.446.133	\$ 4.453.480	\$ 4.419.836	
EMELARI, CAMARONES						
TOTAL MENSUAL IVA INCLUIDO	\$ 1.030.835	\$ 1.018.540	\$ 560.198	\$ 560.810	\$ 558.512	
TOTAL IVA INCLUIDO AÑO	\$ 12.370.018	\$ 12.222.475	\$ 6.722.373	\$ 6.729.719	\$ 6.702.142	

1.3.5. Empresas distribuidoras de energía eléctrica

Al 16 de abril de 2010 existían en el país un total de 35 empresas eléctricas concesionarias de distribución, todas ellas por Ley afectas a regulación de tarifas.

Estas 35 distribuidoras despliegan sus zonas de servicio desde Arica hasta Puerto Williams.

En el cuadro de la página siguiente las distribuidoras se han agrupado conforme a la empresa matriz del grupo al cual pertenecen; mientras que en el cuadro subsiguiente se muestran las empresas que a esa fecha no estaban vinculadas a un grupo de distribuidoras. Los cuadros muestran el nombre de la distribuidora, su sitio en Internet, la o las regiones del país en las que opera y las localidades en las cuales cuenta con oficinas comerciales donde los potenciales clientes pueden acudir a contratar servicios. Las direcciones de esas oficinas comerciales se obtienen fácilmente a través del sitio de la empresa.

Las empresas de las nóminas son todas aquellas contenidas en el Decreto N° 281/2009, última versión, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción e incluyendo adicionalmente dos distribuidoras en sistemas aislados: EDELAYSEN y EDELMAG.

NÓMINA DE EMPRESAS ELÉCTRICAS CONCESIONARIAS DE DISTRIBUCIÓN AL 16/04/2010

EMPRESA DISTRIBUIDORA	WEB	REGION	OFICINAS EN:	OBSERVACIONES
GRUPO CGE				
EDELMAG	www.edelmag.cl	XII	Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams.	Potencia instalada total 100 Mw.
ELECDA	www.elecda.cl	II	Antofagasta, Taltal, Mejillones, Calama, Tocopilla	
ELIQSA	www.eliqsa.cl	I	Iquique, Alto Hospicio, Pozo Almonte	
EMELARI	www.emelari.cl	XV	Arica.	
EMELAT	www.emelat.cl	III	Copiapó, Vallenar, Caldera, Chañaral, Huasco, Diego de Almagro.	
EMELECTRIC	www.emelectric.cl	RM, VI, VII, VIII	Melipilla, El Monte, Santa Cruz, Pichilemu, Hualañé, Curicó, Talca, Colbún, Cauquenes, Parral, Pelluhue, Constitución.	No tiene tarifas especiales para riego y tampoco las sugieren. El cliente es quien las solicita entre aquellas que define el marco regulatorio. Generalmente piden cualquiera de ellas, dependiendo del tipo de riego, si es en BT o AT, del n° de transformadores, propiedad de las instalaciones, etc.
EMETAL	www.emetal.cl		Talca, San Clemente.	Idem EMELECTRIC
CGE DISTRIBUCIÓN	www.cgedistribucion.cl	RM, VI, VII, VIII, IX	Buin, Curacaví, La Pintana, Pirque, Puente Alto, San Bernardo, Talagante, San José de Maipo, Mostazal, Rancagua, Rengo, San Vicente, San Fernando, Talca, Concepción, Coronel, Chiguayante, Chillán, Penco, Los Ángeles, San Pedro, Talcahuano, Tomé, Temuco, Villarrica, Pucón, Curarrehue.	Prácticamente no tiene clientes rurales.
CONAFE	www.conafe.cl	IV, V	La Serena, La Higuera, Vicuña, Andacollo, Coquimbo, Tongoy, Ovalle, Combarbalá, Monte Patria, Illapel, Salamanca, Canela Baja, Los Vilos, La Ligua, Cabildo, Petorca, Zapallar, Puchuncaví, Viña del Mar.	
ENELSA, ENERGÍA DEL LIMARÍ	www.enelsa.cl	IV	Ovalle	Empresa nueva propiedad de CONAFE (51%) y ELECOOP.
GRUPO SAESA				
SAESA	www.saesa.cl	X, XIV	Valdivia, Osorno, Puerto Montt, Corral, Futrono, Lican Ray, Loncoche, Paillaco, San José, Los Lagos, Panguipulli, La Unión, Purránque, Río Bueno, Río Negro, San Pablo, Puerto Octay, Fresia, Calbuco, Maullín, Los Muermos, Puerto Varas, Frutillar, Ancud, Castro, Quellón, Isla Tac.	Su tarifado para suministros regulados se basa exclusivamente en las opciones tarifarias que considera la normativa.
EDELAYSÉN	www.edelaysen.cl	XI	Coyhaique, Aysén, Palena, Futaleufú, La Junta, Puerto Cisnes, Chile Chico, Cochrane.	Idem SAESA.
FRONTEL	www.saesa.cl	VIII, IX	Lebu, Lota, Arauco, Cañete, Concepción, Curanilahue, Cabrero, Laja, Yungay, San Ignacio, Quilleco, Huépil, Antuco, Monte Águila, Florida, Bulnes, Temuco, Gorbea, Lautaro, Curacautín, Nueva Imperial, Angol, Santa Bárbara, Mulchén, Collipulli, Victoria.	Idem SAESA.
LUZ OSORNO	www.saesa.cl		Osorno, Frutillar, La Unión, Purránque, Río Negro, San Pablo, Puerto Octay.	Idem SAESA.
CHILQUINTA				
CHILQUINTA	www.chilquinta.cl	V	Valparaíso, Viña del Mar, Quillota, La Calera, Quintero, Limache, Villa Alemana, Quilpué, Llay Llay, Los Andes, San Felipe, San Antonio, Con Con, Santiago.	
ENERGÍA DE CASABLANCA LITORAL	www.edecsa.cl	V	Casablanca	Atiende muchos sectores rurales-
LUZ LINARES	www.luzlinares.cl	VII	Linares, Longaví.	Tiene tarifa especial para riego.
LUZ PARRAL	www.luzparral.cl	VII, VIII	Parral, San Carlos.	Tiene tarifa especial para riego.
GRUPO ENERSIS				
CHILECTRA	www.chilectra.cl	RM	Diversas oficinas en Santiago.	
ELÉCTRICA COLINA	www.electrericacolina.cl	RM	Colina.	
LUZ ANDES	www.luzandes.cl	RM	Santiago, Farellones.	

NÓMINA DE EMPRESAS ELÉCTRICAS CONCESIONARIAS INDEPENDIENTES AL 16/04/2010

EMPRESA DISTRIBUIDORA	WEB	REGION	OFICINAS EN:	OBSERVACIONES
CODINER	www.codiner.cl	IX	Temuco, Victoria, Quepe, Vilcún, Villarrica.	
COELCHA	www.coelcha.cl	VIII	Monte Águila, Cabrero, Yungay, Yumbel.	Cooperativa Eléctrica de Charrúa, empresa concesionaria desde 1992.
COOP. ELÉCTRICA CURICÓ	www.cecltda.cl	VII	Curicó.	
COPELAN	www.coopelan.cl	VIII	Los Ángeles	Cooperativa Eléctrica de Los Ángeles.
COOPREL	www.cooprel.cl	XV, X	Río Bueno, La Unión, Lago Ranco, Futrono.	Cooperativa Rural Eléctrica de Río Bueno.
COPELEC	www.copelec.cl	VIII	Chillán.	Cooperativa Eléctrica de Chillán.
ELÉCTRICA PUENTE ALTO	www.epuntealto.cl	RM	Puente Alto.	
ELECOOP	www.elecoop.cl	IV	Ovalle	Cooperativa Eléctrica de Limarí. Ver ENELSA.
EMELCA	www.emelca.cl	V	Casablanca	98% residencial, empresa familiar, potencia 2,7 Mw.
SOCOPEPA	www.socoepa.cl	XIV	Paillaco.	Cooperativa Eléctrica de Paillaco.
EMP. ELEC. MUNICIPAL DE TIL-TIL	www.electricatitil.cl	RM	Til Til	Empresa municipal concesionaria eléctrica.
CRELL	www.crell.cl	X	Puerto Varas, Puerto Montt.	Cooperativa rural eléctrica; adscrita recientemente como concesionaria.
COOPERSOL LTDA.	no tiene	XV	Arica	Chapiquiña, Pachama, Belén, Lupica, Saxamar, Ticnamar.

1.3.6. Conclusiones respecto de las tarifas eléctricas

De acuerdo al análisis de los cargos que incluye cada tarifa eléctrica y a los ejemplos desarrollados, puede concluirse y/o recomendarse lo siguiente:

-Las instalaciones eléctricas de proyectos de riego corresponden a instalaciones de potencia menores a 2.000 kW, e incluso en la gran mayoría de los casos instalaciones inferiores a los 500 kW, potencia esta última que es el límite al cual los clientes pueden negociar libremente su tarifa con la empresa distribuidora.

-En razón a lo anterior y según la legislación vigente, la mayoría de las instalaciones para riego quedan enmarcadas en la categoría definida como "clientes regulados"; por lo cual, y de requerirlo, son clientes que deben contratar el suministro de energía eléctrica con alguna de las empresas distribuidoras existentes en su zona, debiendo optar por alguna de las tarifas reguladas, entre la BT1 a la BT4.3, para instalaciones alimentadas en Baja Tensión o desde la AT2 a AT4.3, para instalaciones alimentadas en Alta Tensión.

-Existen algunas empresas de distribución de energía eléctrica, que cuentan con tarifas especiales para instalaciones de riego, la que puede ser conveniente dependiendo de las condiciones del riego. En todo caso su conveniencia con respecto a las tarifas reguladas, deberá ser analizada dependiendo del proyecto particular de riego, por ejemplo tomando en cuenta las estaciones del año en que se riega y el horario de uso diario.

-De acuerdo a los análisis realizados y a los resultados de los ejemplos de aplicación, se observa que los montos de facturación mensual para una instalación eléctrica de riego, depende de una serie de factores y características articulares de ésta, tanto externas como internas, como son:

- Nivel de voltaje de alimentación de la instalación, baja tensión o alta tensión (BT o AT).
- De la opción tarifaria que se contrate con la empresa eléctrica distribuidora.
- De los precios de cada empresa eléctrica distribuidora. Dado que para distintas empresas distribuidoras los precios de los suministros son distintos, inclusive para una misma opción tarifaria y en una misma zona geográfica.
- Sistema troncal interconectado al cual pertenece la empresa distribuidora, sea este el Sistema Interconectado Central (SIC) o el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).
- Características de los motores de las bombas de impulsión, tales como potencia nominal (HP) y tipo de conexión, monofásica o trifásica.
- Cantidad de motores de la instalación.
- Factor de Potencia. Mientras peor sea el Factor de Potencia, más alta será la factura mensual para el cliente.
- Correcta elección de los limitadores de potencia, los cuales en definitiva determinan el cargo por potencia contratada.
- Utilización horaria de las bombas, esto es, la cantidad de horas y el período horario del día en que se riega. Dependiendo del horario, la instalación se clasificará como parcialmente presente en punta o bien presente en punta.

-Dado que las características anteriores son distintas para cada proyecto de riego, se concluye que para poder determinar la tarifa eléctrica más conveniente para un proyecto de riego, se debe realizar un estudio particular, similar a los ejemplos desarrollados. Se recomienda que estos estudios sean realizados por profesionales capacitados para efectuarlos, por cuanto una mala decisión en este aspecto crucial puede implicar, como ya vimos, un costo en energía eléctrica varias veces mayor al realmente necesario.

-Se recomienda que en los estudios tarifarios, siempre se tomen en cuenta las tarifas que consideran el horario de uso de los equipos eléctricos; esto es, las tarifas BT4.1, BT4.2 o BT4.3 para consumos alimentados en Baja Tensión o AT4.1, AT4.2 y AT4.3, para consumos proyectados con alimentación en Alta Tensión, y sobre todo las tarifas especiales que pudieran definir las empresas de distribución para proyectos de riego en las zonas del proyecto particular que se analiza. Esto debido a que en los ejemplos de aplicación desarrollados, se observa que pueden lograrse ahorros considerables en comparación con las otras opciones tarifarias.

-Adicionalmente y para determinar la tarifa eléctrica a contratar en una instalación, y como es obvio, no resulta razonable buscar la asesoría de la empresa eléctrica concesionaria, sus afiliadas o coligadas.

1.4. SISTEMAS DE PARTIDA DE MOTORES DE BOMBAS

La norma Nch. Elec. 4/2003, establece los requisitos que deben cumplir las instalaciones eléctricas para motores eléctricos, en particular los requisitos que se deben cumplir para permitir la adecuada partida de los motores. A continuación, se describe los requisitos puntuales exigidos en la norma, los sistemas existentes en el mercado con los que es posible cumplir estos requisitos, el análisis de ventajas y desventajas de unos con respecto a otros y la recomendación del sistema o equipamiento a adoptar en instalaciones eléctricas de bombas para sistemas de riego.

1.4.1. Sistemas de Partida de Motores

La norma Nch. Elec. 4/2003, indica que los motores eléctricos podrán tener sistemas de partida directa o con tensión reducida, entendiéndose por partida directa, a aquella en que a los bobinados del motor al instante de partir se le aplica la tensión directa de la red; y por tensión reducida a aquella en que mediante algún dispositivo adicional se aplica a los bobinados una tensión inferior a la de la red o se altera transitoriamente su conexión normal de funcionamiento.

La normativa establece que las empresas eléctricas de distribución, fijarán en sus respectivas zonas la potencia máxima de los motores alimentados desde empalmes en baja tensión, que podrán tener partida directa, de modo de lograr que la corriente de partida no produzca perturbaciones en el funcionamiento de instalaciones vecinas. Por otra parte, fija en 3 kW la potencia máxima permitida para partida directa de motores en instalaciones con empalmes en B. T.

Además de lo anterior, la norma indica que para instalaciones conectadas a empalmes en alta tensión, el instalador a cargo del proyecto deberá determinar la máxima potencia del motor que pueda partir en forma directa.

Actualmente los sistemas de partida o arranque de motores, existentes en el mercado, son:

- Sistemas de partida directa
- Partidor estrella triángulo
- Arrancadores a Voltaje Reducido (autotransformador).
- Partidor suave
- Variador de frecuencia

Sistemas de Partida Directa:

Este sistema consiste en aplicar la tensión normal de la red, al bobinado del motor, mediante el uso de contactores (en combinación con la protección térmica y magnética correspondiente), se utiliza en aquellos motores de una potencia nominal menor a 3KW (5Hp aproximadamente).

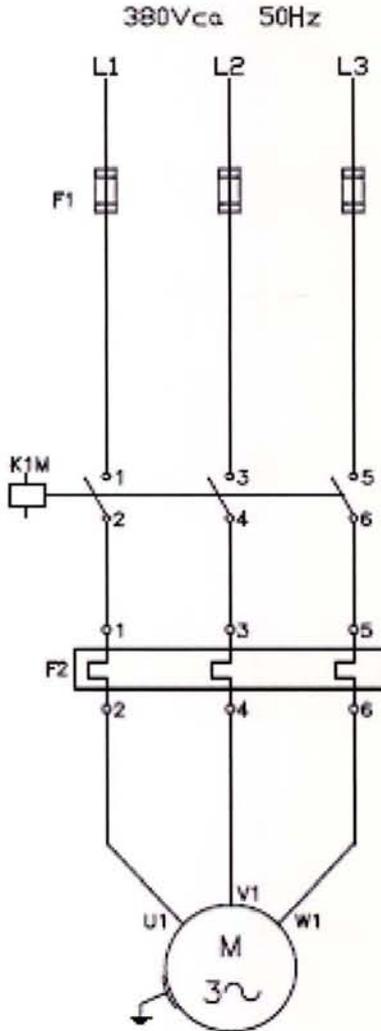
En este método de arranque la corriente en el motor al momento de partir, alcanza valores entre 3 a 6 veces la corriente nominal, por lo cual esta forma de partida de motores es utilizado solo para potencias bajas, dado que para motores de mayor potencia el sobre dimensionamiento de conductores y protecciones tienen un valor económico mayor.

Este método presenta los siguientes inconvenientes:

- Corriente al momento del arranque muy elevada.
- El sistema de protección deberá ser sobre dimensionado.

La figura III.1.1, muestra el esquema eléctrico del sistema antes descrito.

Figura III.1.1 – Partida Directa



Partidor Estrella Triángulo:

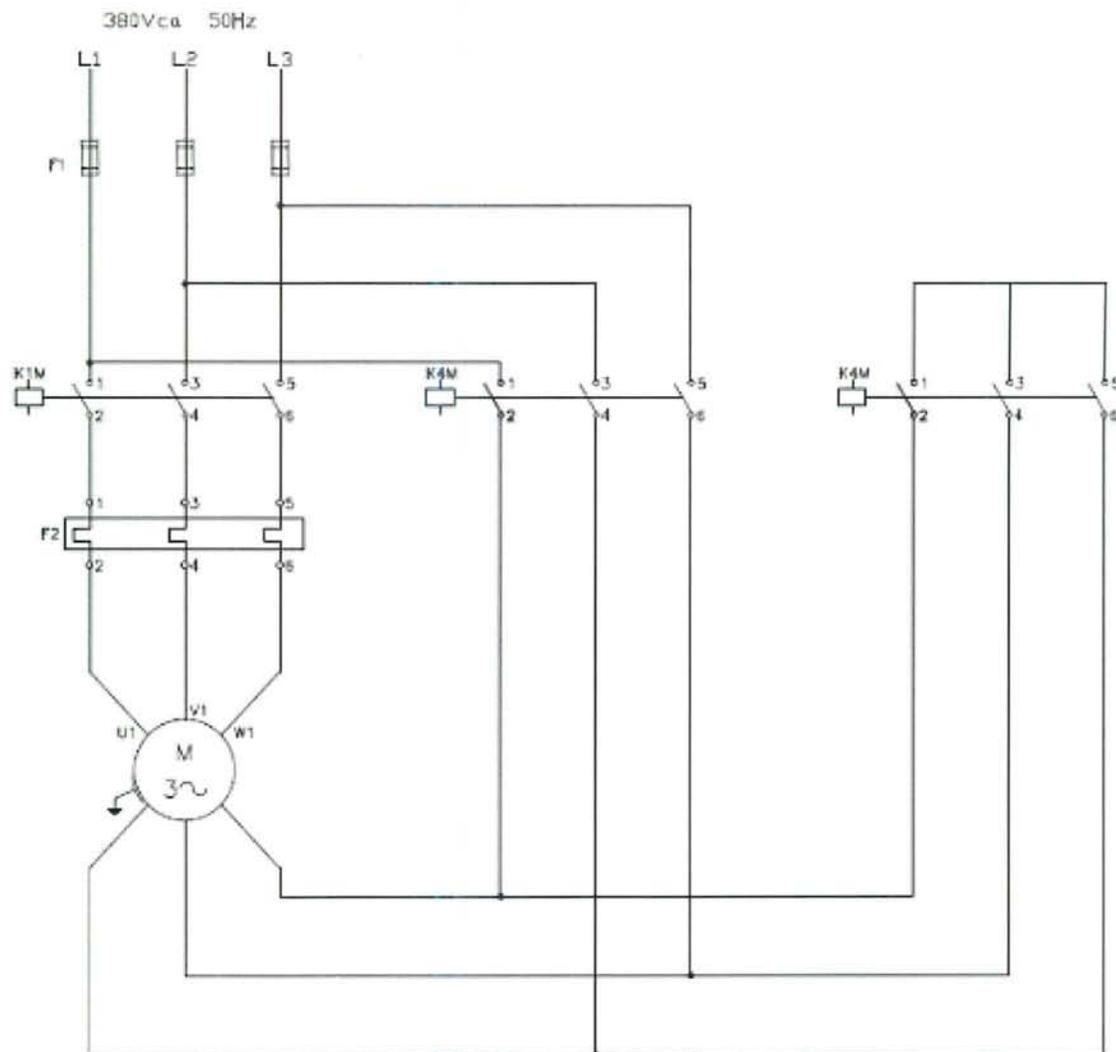
Este método de partida consiste en aplicar una tensión menor al bobinado del motor al momento de la partida, mediante una conexión en estrella que reduce el voltaje aplicado de 380 a 220V, luego de alcanzar una velocidad determinada en el motor la conexión cambia de estrella a triángulo, donde el bobinado queda sometido a su tensión nominal, es decir, 380V; la única condición que debe de cumplir el motor para que pueda aplicársele este método de arranque es que tenga acceso completo a los devanados del estator (6 bornes de conexión).

Este método presenta los siguientes inconvenientes:

- Disminuye el par de arranque al disminuir la tensión de alimentación en un factor de 1/3.
- El motor se deja de alimentar durante el cambio de la conexión de estrella a triángulo.
- Aumenta el tiempo de arranque.

La figura III.1.2, muestra el esquema eléctrico del partidor estrella – triángulo.

Figura III.1.2 – Partida Estrella - Triangulo



Arrancador a Voltaje Reducido (autotransformador):

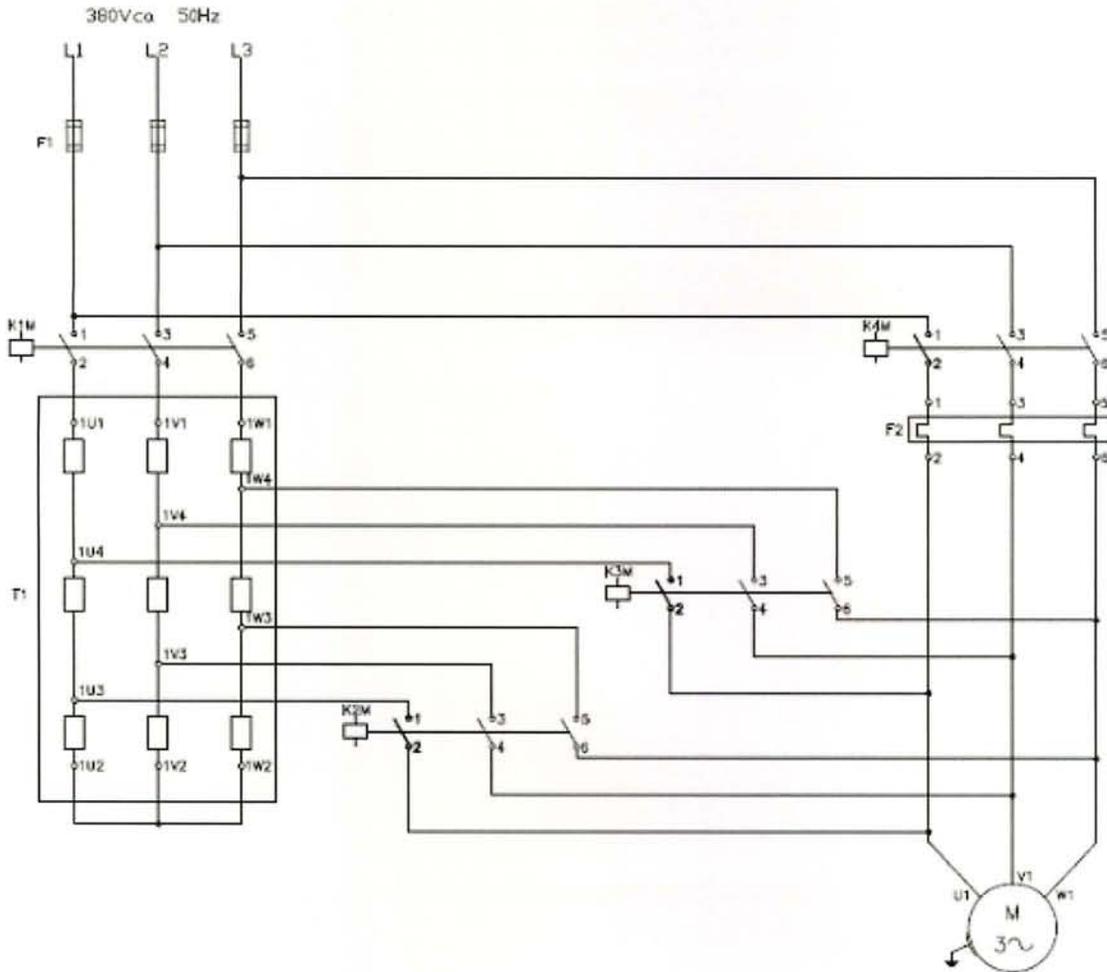
Este sistema de arranque, utiliza un autotransformador destinado a limitar la corriente de partida de los motores mediante la reducción de la tensión durante el arranque, generalmente se construyen para 2 o 3 pasos, en los cuales la tensión aplicada al motor varía entre 50, 65 y 80% de la tensión nominal.

Este método de arranque presenta los siguientes inconvenientes:

- Disminuye el par de arranque al disminuir la tensión de alimentación.
- El motor se deja de alimentar durante el cambio de una tensión a otra.
- Aumenta el tiempo de arranque.

La figura III.1.3, muestra el esquema eléctrico del arrancador a voltaje reducido, mediante el uso de un autotransformador.

Figura III.1.3 - Arrancador a Voltaje Reducido (Autotransformador)



Partidor Suave:

El avance de la electrónica permitió la creación del arrancador de estado sólido, más conocido como partidor o arrancador suave, el cual consiste básicamente en un conjunto de pares de tiristores conectados a las líneas de alimentación del motor, estos tiristores regulan la tensión aplicada al motor durante la partida, mediante un circuito de electrónico de control. Con esto se consigue mantener la corriente de partida cercana al valor nominal y con suaves variaciones. Las ventajas de este sistema, en comparación a los antes descritos, se pueden resumir en lo siguiente:

- No tienen elementos móviles, como contactores, lo cual aumenta su vida útil.
- Permite arranques suaves sin transiciones o saltos, limitando la corriente en la partida, y además permite detenciones suaves.
- Posibilidad de ajustar en tiempo la rampa de aceleración y desaceleración del motor.
- Ahorro de energía.
- Mejor rendimiento del motor.
- En la operación con bombas los partidores suaves eliminan los golpes de presión en tu-

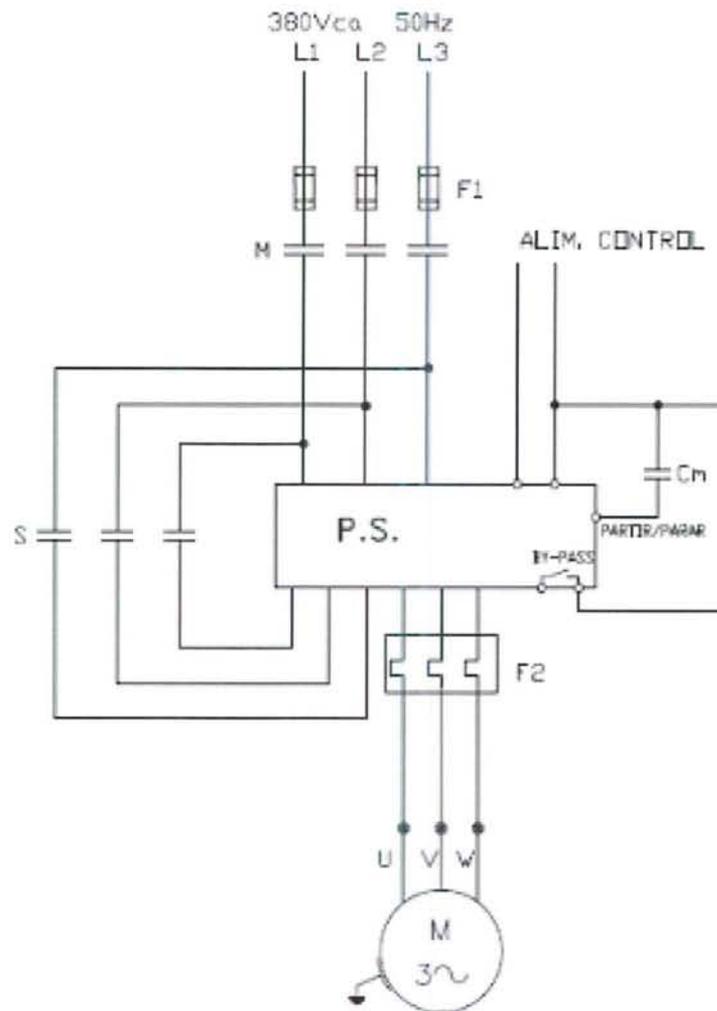
berías y válvulas, cuando se produce la partida y la detención de la bomba.

Este método presenta los siguientes inconvenientes:

-Mayor costo inicial.

La figura III.1.4, muestra el esquema eléctrico de un partidador suave.

Figura III.1.4 – Partidor Suave



Variador de Frecuencia:

Estos dispositivos a diferencia de los partidores suaves u otro sistema de partida a tensión reducida, entregan voltaje y frecuencia variable conforme a la necesidad del motor y la carga a él conectada. Para tal efecto, toma la alimentación eléctrica de la red, la cual tiene voltaje y frecuencia fija, la transforma en un voltaje continuo (Rectificador más Filtro) y luego lo transforma en voltaje alterno trifásico de magnitud y frecuencia variable por medio de un Inversor.

La relación frecuencia voltaje es configurada por el usuario según la aplicación, siendo las más usuales una relación lineal, la cual produce un torque constante en todo el rango de velocidad, y con esto se consigue, que el motor tenga una aceleración constante y que la corriente de partida se man-

tenga cercana al valor nominal y con suaves variaciones.

Las ventajas de este sistema se describen a continuación:

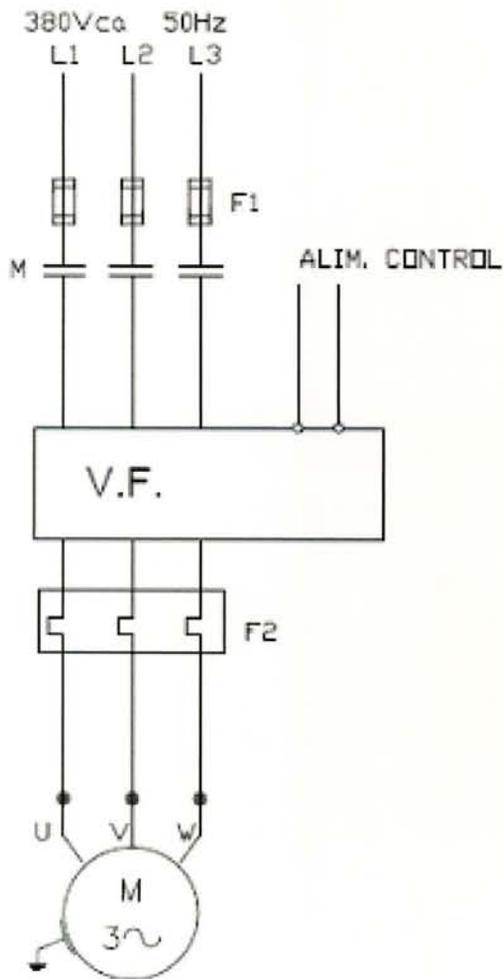
- No tienen elementos móviles, como contactores, lo cual aumenta su vida útil.
- Permite arranques suaves sin transiciones o saltos, limitando la corriente en la partida, y además permite detenciones suaves.
- Posibilidad de ajustar en tiempo la rampa de aceleración y desaceleración del motor.
- Ahorro de energía.
- Mejor rendimiento del motor.
- En la operación con bombas se eliminan los golpes de presión en tuberías y válvulas, cuando se produce la partida y la detención de la bomba.

Este método presenta los siguientes inconvenientes:

- Mayor costo inicial, incluso mayor que el de un partidor suave.

La figura III.1.5, muestra el esquema eléctrico de un variador de frecuencia.

Figura III.1.5 – Variador de Frecuencia



1.4.2. Comparación Técnico Económica entre Sistemas de Partida

En el presente apartado, se realiza una comparación técnica y económica de los distintos sistemas de partida de motores que se han descrito, y finalmente se presenta un resumen comparativo con las ventajas y desventajas de los sistemas.

En la tabla III.1.3, se muestra un resumen comparativo de las características técnicas de los distintos sistemas de partida de motores, tomando como referencia la partida directa.

Tabla III.1.3 – Comparación Técnica de Sistemas de Partida de Motores

TIPOS DE ARRANQUE	INTENSIDAD DE ARRANQUE (veces la corriente nominal del motor I_n)	% DE PAR RESP. AL ARRANQUE DIRECTO	ESCALONES DE ARRANQUE	Nº DE HILOS AL MOTOR	CORTES DE CORRIENTE EN EL ARRANQUE
Directo	3 a 6 I_n	100%	1	3	No
Estrella-Triangulo	3,6 I_n	33%	2	6	Si
Auto-transformador	1,5 - 2,1 ó 3,2 I_n	30 - 42 ó 64%	3 ó 2	3	Si
Part. Suave	variable aprox. 3 I_n	64%	Progresivo	3	No
Variador de Frecuencia	variable aprox. 3 I_n	64%	Progresivo	3	No

De la tabla III.1.3, se desprende que en los sistemas donde se produce el mayor consumo de corriente en la partida del motor, son el sistema de partida directa y la partida estrella-triangulo, que consumen un valor de 6 y 3.6 veces la corriente nominal respectivamente. También se observa que el resto de los sistemas, presentan los menores consumos de corriente en la partida.

A continuación en la tabla III.1.4, se presenta una comparación del costo inicial en porcentaje, que cada uno de los sistemas de partida tendría para distintos niveles de potencia (Hp). En la tabla el termino no aplica (N. A.), es utilizado, por ser económicamente inviable la alternativa de implementar el sistema en comparación al más económico, o bien, por que la norma establece la utilización de un sistema de tensión reducida para potencias sobre 3kW (5Hp aprox.).

Cabe señalar que los precios tomados para esta comparación son solo referenciales, y que se refieren específicamente al costo de cambiar un sistema por otro, sin considerar costos de protecciones, conductores, gabinete u otro equipo o material.

Tabla III.1.4 – Comparación Económica de Sistemas de Partida de Motores

COMPARACION ECONOMICA TIPOS DE ARRANQUE DE MOTORES (%)					
Potencia (Hp)	ARRANQUE DIRECTO	Y – Δ (Precio Base)	AUTOTRANSF.	ARRANQUE SUAVE	V. DE FRECUENCIA
5	P. Base	200%	N. A.	N. A.	N. A.
10	N. A.	P. Base	N. A.	N. A.	N. A.
15	N. A.	P. Base	N. A.	N. A.	N. A.
20	N. A.	P. Base	463,6%	80,9%	464,5%
60	N. A.	P. Base	304,0%	58,5%	498,6%
70	N. A.	P. Base	240,0%	37,7%	388,3%
90	N. A.	P. Base	189,5%	30,6%	255,6%
100	N. A.	P. Base	182,5%	18,0%	250,6%
150	N. A.	P. Base	159,8%	0,3%	235,8%

Para motores de hasta 5Hp, el precio base tomado para el análisis, es el valor del sistema mediante partida directa; la tabla nos muestra que implementar un sistema de arranque en estrella-triángulo es 200% más caro que implementar una partida directa, el implementar algún otro sistema para estas potencias es económicamente inviable, dado que, implementar alguno de estos sistemas supera el 200% del valor de una partida directa.

Para motores sobre los 5Hp, en el caso de la tabla 8.2 de 10Hp en adelante, la partida directa se descarta por norma, por lo tanto, el precio base para el análisis es el costo de una partida estrella-triángulo. Como se observa en la tabla, a pesar de ser buenas alternativas, técnicamente hablando, los sistemas que utilizan un autotransformador y el sistema mediante un variador de frecuencia, económicamente son mucho más caros que una partida estrella-triángulo. Por otra parte, a medida que la potencia en los motores aumenta, esta diferencia disminuye, pero la disminución en los costos hace más atractiva la utilización de un partidador suave, que para el caso de potencias cercanas a los 100Hp la diferencia es mínima.

A continuación se presenta un resumen, de las ventajas y desventajas de los diferentes sistemas de partida de motores analizados en este apartado.

Tabla III.1.5 – Resumen Comparativo de Sistemas de Partida de Motores

Tipo de Partidor	Ventajas	Desventajas
Partida Directa	<ul style="list-style-type: none"> - Simple de implementar - Baja inversión inicial 	<ul style="list-style-type: none"> - Alto consumo de energía en las partidas - Mantenimiento periódico.
Estrella Triángulo	<ul style="list-style-type: none"> - Simple de implementar - Baja inversión inicial 	<ul style="list-style-type: none"> - Alto consumo de energía en las partidas, menor que partida directa. - Mantenimiento periódico. - Corte de energía durante el cambio de estrella a triángulo.
Auto-transformador	<ul style="list-style-type: none"> - Menor consumo de energía en las partidas. - Se reduce el número de mantenimientos. 	<ul style="list-style-type: none"> - Mayor inversión inicial. - Mantenimiento periódico. - Corte de energía durante el cambio de pasos.
Partidor Suave	<ul style="list-style-type: none"> - Menor consumo de energía en las partidas. - Se reduce el número de mantenimientos. - Aumento del rendimiento del motor. - Aumenta vida útil del motor. 	<ul style="list-style-type: none"> - Mayor inversión inicial, pero solo en potencias bajo los 100Hp aproximadamente.
Variador de Frecuencia	<ul style="list-style-type: none"> - Menor consumo de energía en las partidas. - Permite regulación de velocidad de giro de las bombas. - Se reduce el número de mantenimientos. - Aumento del rendimiento del motor. - Aumenta vida útil del motor. 	<ul style="list-style-type: none"> - Mayor inversión inicial.

Como conclusión a este análisis para los distintos tipos de partida de motores, es recomendable que para potencias bajo los 30Hp, utilizar la partida estrella-triángulo; y para potencias superiores utilizar un partidor suave. No obstante lo anterior, se debe recordar que el implementar sistema de arranque mediante partidores suaves, trae beneficios en menores costos en la mantención, mayor rendimiento y una mayor vida útil de las bombas.

1.5. SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE MOTORES

Proteger los motores monofásicos y trifásicos, se ha vuelto una necesidad imperativa para los usuarios y/o propietarios de los mismos. Ello debido a las pérdidas económicas que implican la reparación o reposición del motor dañado y las asociadas al servicio que dejaron de prestar estando fuera de operación.

La protección de un motor debe de contemplar problemas asociados al voltaje y al consumo de corriente. Para ello, se requieren de dispositivos que estén en capacidad de supervisar los valores de voltaje y de las corrientes, con que opera el motor.

En Chile la norma Nch. Elec. 4/2003, indica que todo motor cuya potencia sea superior a 1 Hp debe protegerse, contra sobrecargas mediante un dispositivo de protección que responda a la corriente del motor. La normativa indica que los motores utilizados en régimen continuo, deben ser protegidos contra sobrecargas por un dispositivo, que puede ser integrante del motor, o una protección independiente, generalmente con relé térmico con corriente nominal o de ajuste, igual o inferior al valor obtenido de la multiplicación de la corriente nominal del motor a plena carga por un factor determinado, esto es:

Por 1,25; para motores con factor de servicio igual o superior a 1,15.

Por 1,15; para todos los otros casos.

Además de lo anterior, la normativa indica, que todo motor deberá contar con una protección de cortocircuito y esta protección se dimensionará de modo tal que sea capaz de soportar sin operar, la corriente de partida del motor, que como ya se ha mencionado, esta puede llegar a valores 6 veces la corriente nominal .

La normativa nacional solicita la utilización de estas dos protecciones, contra sobre cargas y contra cortocircuitos, no obstante el mercado nos da una serie de alternativas para la protección de motores. A continuación se dan a conocer una serie de protecciones existentes en el mercado para protección de motores.

Fusibles:

Los fusibles son dispositivos de protección que actúan por corte de filamentos calibrados para determinadas temperaturas, temperaturas relacionadas con la corriente consumida por el motor.

En general los fusibles protegen contra los cortocircuitos más bien que contra las sobrecargas, aunque en el último tiempo se han mejorado las características de los fusibles utilizados en motores de forma que, con valores nominales inferiores, permitan protecciones contra sobrecargas y de cortocircuitos. Dado lo anterior, es que en complemento con los fusibles, se instala un dispositivo que protege contra sobrecargas, conocido como relé térmico de sobrecarga.

Relés Térmicos de Sobrecarga:

Generalmente la protección más utilizada en las aplicaciones de motores trifásicos es el relé térmico de sobrecarga. A través de él fluyen las corrientes que consume el motor, calentándose y enfriándose de igual manera que este. Para ello, hacen uso de resistencias por las que fluyen las corrientes del motor. Si el calor acumulado en las resistencias es mayor o igual al máximo permitido, un contacto asociado a estas, se dilatará por efecto del calor y desenergizará al motor. En ese momento, el relé térmico comenzará a enfriarse y cuando el calor remanente llegue a un nivel seguro, energizará nue-

vamente al motor. Por lo general los relés térmicos de sobrecarga poseen un selector, que permite programar su rearme de manera manual o automática.

Relés Integrales de Protección de Motores Eléctricos:

Estos avanzados dispositivos integran la protección contra sobrecarga y fallas de voltaje en un solo elemento. Están contruidos sobre la base de microcontroladores y supervisan constantemente los valores de las corrientes del motor y de los voltajes de red. Al ocurrir una sobrecarga desenergizan al motor y lo reconectan una vez que se ha enfriado. Su alta capacidad de procesamiento, les permite distinguir si un contacto del contactor o alguna parte del conexionado que energiza al motor, presenta alguna alteración que deje al motor operando con dos fases y de ser así lo desconecta inmediatamente, evitando el sobrecalentamiento innecesario del mismo. Ante fallas de voltaje, desconectan al motor y no permiten su arranque hasta que las condiciones en la red sean las adecuadas.

Relés de Protección Total de Motores Eléctricos:

Al igual que los relés integrales de protección, están contruidos sobre la base de microcontroladores y supervisan constantemente los valores de las corrientes del motor y de los voltajes de red. Realizan de igual manera las mismas protecciones y otras funciones especiales de protección, tales como detección de subcarga, arranque con alta carga y detección rápida de rotor bloqueado. Adicionalmente permiten, a través de una sonda de medición, obtener la temperatura real interna del motor, con lo cual corrigen las desviaciones que puedan existir, debido a la temperatura ambiental, en el cálculo del calor en función de las corrientes de trabajo del motor y del desbalance de voltaje. La gran capacidad de procesamiento de estos dispositivos, permite obtener información de operación, tal como el consumo de energía (kW/h), potencia activa (kW), potencia reactiva (kVA), factor de potencia (FP), horas de operación del motor, etc. La mayoría de los productos de este tipo que se ofrecen en el mercado, permiten el ajuste de todos los parámetros de protección y tiempos de actuación, lo que los hace los dispositivos de protección más completos y confiables que existen en el mercado.

Guardamotores:

Este dispositivo protege al motor contra los cortocircuitos y las sobrecargas. La ventaja es que cuando se utiliza este dispositivo, no se requiere de un relé térmico de protección, aunque para su uso es necesario conocer la curva de partida del motor, información que no siempre está disponible.

Dado lo anterior, usualmente se prefiere utilizar el esquema de interruptor automático con relé térmico para protección de motores.

Interruptor Automático para Protección de Motores:

Protege al motor y los conductores en la partida contra fuertes sobre intensidades, mayor a 10 veces la corriente nominal; además protege contra los cortocircuitos, para intensidades de corriente sobre 50 veces la corriente nominal. Este interruptor debe ser complementado con un relé térmico, para procurar la protección de sobrecarga que requieren los motores.

Actualmente debido a su simplicidad de instalación y ajuste y bajo costo en comparación con otros sistemas de protección, el sistema de protección más común es el conjunto interruptor automático + contactor + relé térmico; en este esquema el relé térmico actúa sobre el contactor (partidor) ordenando la detención del motor en caso de presentarse alguna sobretemperatura (sobrecarga); luego, es recomendable que los motores de bombas de sistemas de riego, cuenten con este sistema de protección.

La siguiente fotografía muestra el esquema de protección implementado mediante protección magnética, contactor y relé térmico.

Las capacidades de los elementos de este tipo de protección de motores, interruptor automático, contactor y relé térmico, dependen de las características del motor, tales como potencia nominal (en kW o HP), voltaje nominal y corriente nominal. Como una guía de selección rápida, los fabricantes de protecciones editan tablas en donde se tabulan los modelos y características de los elementos de la protección de los motores, dependiendo de las características de éstos. A modo de ejemplo, en la tabla III.1.6, se presenta una tabla de selección de protecciones para motores hasta 250kW, publicada por el fabricante Merlin Gerin.

Tabla III.1.6 – Tabla de Selección de Protecciones de Motores. Tipo Interruptor+ Contactor+Relé Térmico.

Motores				Interruptor automático			Contactor	Relé térmico	
P(kW)	I(A)380V	I(A)415V	Ie máx (A)	Modelo	Calibre(A)	I _{rn} (A)	Modelo	Modelo	I _{rth} (A)
0,37	1,2	1,1	1,6	NS100-MA	2,5	22,5	LC1-D09	LR2-D13 06	1/1,6
0,55	1,6	1,5	2,5	NS100-MA	2,5	32,5	LC1-D09	LR2-D13 07	1,6/2,5
0,75	2	1,8	2,5	NS100-MA	2,5	32,5	LC1-D09	LR2-D13 07	1,6/2,5
1,1	2,8	2,6	4	NS100-MA	6,3	57	LC1-D40	LR2-D13 08	2,5/4
1,5	3,7	3,4	4	NS100-MA	6,3	57	LC1-D40	LR2-D13 08	2,5/4
2,2	5,3	4,8	6	NS100-MA	6,3	82	LC1-D40	LR2-D13 10	4/6
3	7	6,5	8	NS100-MA	12,5	113	LC1-D40	LR2-D13 12	5,5/8
4	9	8,2	10	NS100-MA	12,5	138	LC1-D40	LR2-D13 14	7/10
5,5	12	11	12,5	NS100-MA	12,5	163	LC1-D40	LR2-D13 16	9/13
7,5	16	14	18	NS100MA	25	250	LC1-D40	LR2-D13 21	12/18
10	21	19	25	NS100-MA	25	325	LC1-D40	LR2-D33 22	17/25
11	23	21	25	NS100-MA	25	325	LC1-D40	LR2-D33 22	17/25
15	30	28	32	NS100-MA	50	450	LC1-D80	LR2-D33 53	23/32
			50			650		LR9-D53 57	30/50
18,5	37	34	40	NS100-MA	50	550	LC1-D80	LR2-D33 55	30/40
			50			650		LR9-D53 57	30/50
22	43	40	50	NS100-MA	50	650	LC1-D80	LR2-D33 57	37/50
								LR9-D53 57	30/50
30	59	55	63	NS100-MA	100	900	LC1-D80	LR2-D33 59	48/65
			80			1100		LR9-D53 63	48/80
37	72	66	80	NS100-MA	100	1100	LC1-D80	LR2-D33 63	63/80
								LR9-D53 63	48/80
45	85	80	100	NS100-MA	100	1300	LC1-D115	LR9-D53 67	60/100
							LC1-F115	LR9-F53 67	
55	105	100	115	NS160-MA	150	1500	LC1-D115	LR9-D53 69	90/150
							LC1-F115	LR9-F53 69	
75	140	135	150	NS160-MA	150	1950	LC1-D150	LR9-D53 69	90/150
							LC1-F150	LR9-F53 69	
90	170	160	185	NS250-MA	220	2420	LG1-F185	LR9-F53 71	132/220
110	210	200	220	NS250-MA	220	2860	LC1-F225	LR9-F53 71	132/220
			220	NS400-MA	320	2880	LC1-F265		
132	250	230	265	NS400-MA	320	3500	LC1-F265	LR9-F73 75	200/330
160	300	270	320	NS400-MA	320	4160	LC1-F330	LR9-F73 75	200/330
200	380	361	400	NS630-MA	500	5700	LC1-F400	LR9-F73 79	300/500
220	420	380	500	NS630-MA	500	6500	LC1-F500	LR9-F73 79	300/500
250	460	430	500	NS630-MA	500	6500	LC1-F500	LR9-F73 79	300/500

Con esta tabla se pueden determinar las características de los elementos de protección de un motor eléctrico, según la potencia de éste. Para ello, hay que seleccionar la potencia del motor en la columna "P(kW)", luego en la misma fila, pero en la columna "interruptor automático", se obtiene la capacidad de corriente del interruptor automático que lo protegerá contra cortocircuitos, ver columna "calibre (A)". Luego, para la misma fila, se debe seleccionar el modelo del contactor, en la columna "contactor" y finalmente en la columna "relé térmico", se determina la característica (capacidad) del relé térmico que lo protegerá contra sobrecargas; ver columna "I_{rt}(A)", que indica el valor mínimo y máximo del relé térmico apropiado para la protección del motor. Para el caso del contactor, la última sigla del modelo, indica la capacidad de corriente de éste, por ejemplo, el modelo del contactor LC1-D09, indica que es de 9 A (categoría AC 3).

1.6. INSTALACIÓN INTERIOR

1.6.1. Generalidades

La norma nacional NCh. Elec. 4/2003, fija los requerimientos mínimos que deben ser aplicados a toda instalación eléctrica conectada a una red de alimentación en baja tensión, es decir en voltaje de 220 V o 380 V.

La normativa nacional, indica que toda instalación de consumo deberá ser proyectada y ejecutada dando estricto cumplimiento a las disposiciones descritas en la norma NCh. Elec. 4/2003, además agrega que toda instalación de consumo deberá ejecutarse de acuerdo a un proyecto técnicamente concebido, el cual deberá asegurar que la instalación no presenta riesgos para operadores o usuarios, sea eficiente, proporcione un buen servicio, permita un fácil y adecuado mantenimiento y tenga la flexibilidad necesaria como para permitir modificaciones o ampliaciones con facilidad.

Por otra parte la normativa nacional indica que toda instalación debe ser proyectada y ejecutada bajo la supervisión directa de un Instalador Electricista autorizado por la superintendencia de electricidad y combustible (SEC).

Dado que las instalaciones eléctricas en salas de bombas de sistemas de riego, normalmente son instalaciones de tipo industrial, se analizarán los métodos de montaje aplicados para este tipo de instalaciones.

Cabe señalar en este punto, que lo señalado en este capítulo, si bien es cierto fue tomado de la norma nacional NCh. Elec. 4/2003 no la reemplaza, por lo cual el proyectista o especialista eléctrico deberá realizar el proyecto y posterior montaje, conforme a lo indicado en la normativa nacional.

1.6.2. Alimentadores

Según la norma nacional los alimentadores se clasifican en:

Alimentadores: son aquellos que van entre el equipo de medida y el primer tablero de la instalación, o los controlados desde el tablero general y que alimentan tableros generales auxiliares o tableros de distribución.

Subalimentadores: son aquellos que se derivan desde un alimentador directamente o a través de un tablero de paso, o bien, los controlados desde un tablero general auxiliar.

La norma nacional en su punto 7 da a conocer las características técnicas y constructivas que deben cumplir alimentadores y subalimentadores, a continuación se indica un resumen de estas especificaciones:

- La sección de los conductores de los alimentadores o subalimentadores deberá ser tal que la caída de tensión provocada por la corriente máxima que circula por ellos, no exceda del 3% de la tensión nominal de la alimentación, siempre que la caída de tensión total en el punto más desfavorable de la instalación no exceda del 5% de dicha tensión.

- La canalización de estos alimentadores será preferentemente a través de ductos cerrados individuales, pero en caso de usar escalerillas portaconductores se deberá cumplir las siguientes condiciones:

- Sólo podrán utilizarse cables multiconductores y estos deberán tener chaquetas y aislaciones del tipo de emisión no tóxica.

- Los cables serán en un solo tramo; no se permitirán uniones en estos alimentadores.

- Se tenderán estos cables ordenadamente manteniendo su posición relativa dentro de las escalerillas a lo largo de todo su recorrido. Para mantener este ordenamiento los cables serán peinados y amarrados a los travesaños de la escalerilla en tramos no superiores a 2,0 m.

- Sólo se podrán disponer los alimentadores en una capa y existirá una separación de a lo menos 1 cm entre cable y cable.

- Los alimentadores se marcarán piso a piso mediante identificadores tipo collarín plástico de modo de permitir su fácil identificación para facilitar trabajos de mantenimiento o reemplazo.

- Los alimentadores se deberán proteger tanto a la sobrecarga como al cortocircuito, se protegerán a la sobrecarga de acuerdo a la potencia utilizada, estando limitada la protección máxima por la capacidad de transporte de corriente de los conductores.

1.6.3. Tableros Eléctricos

Los tableros eléctricos, son equipos de una instalación que concentran dispositivos de protección y de maniobra o comando, desde los cuales se distribuye la energía eléctrica, se protege y opera toda la instalación o parte de ella.

Según la normativa nacional, la cantidad de tableros que sea necesario para el comando y protección de una instalación se determinará buscando salvaguardar la seguridad y tratando de obtener la mejor funcionalidad y flexibilidad en la operación de dicha instalación, tomando en cuenta la distribución y finalidad de cada uno de los recintos en que estén subdivididos el o los edificios componentes de la propiedad.

La norma nacional en su punto 6.2 da a conocer las características constructivas que deben cumplir los tableros eléctricos, a continuación se indica un resumen de estas especificaciones:

- Los materiales empleados en la construcción de tableros deberán ser resistentes al fuego, autoextinguentes, no higroscópicos, resistentes a la corrosión o estar adecuadamente protegido contra ella.

- Todos los tableros deberán contar con una cubierta cubre equipos y con una puerta exterior.
- El conjunto de elementos que constituyen la parte eléctrica de un tablero deberá ser montado sobre un bastidor o placa de montaje mecánicamente independiente de la caja, gabinete o armario los que se fijarán a éstos mediante pernos, de modo de ser fácilmente removidos en caso de ser necesario.
- El tamaño del gabinete o armario se seleccionará considerando: el cableado de interconexión entre sus dispositivos que deberá hacerse a través de bandejas no conductoras; un espacio suficiente entre las paredes de los gabinetes o armarios y las protecciones o dispositivos de comando y/o maniobra de modo tal de permitir un fácil mantenimiento del tablero; también se deberá considerar un volumen libre de 25% de espacio para proveer ampliaciones de capacidad del tablero.
- Los tableros deberán construirse con un índice de protección (grado IP) adecuado al medio ambiente y condiciones de instalación. En general no se aceptará la construcción de tableros de tipo abierto. De acuerdo a esta disposición no será aceptable la construcción de tableros grados IP00 y como referencia se sugiere considerar un grado IP 41 como mínimo para tableros en interior e IP44 como mínimo para tableros instalados en exterior.
- No se aceptará el cableado de un tablero con conexiones hechas de dispositivo a dispositivo.
- Tanto las barras como los conductores del cableado interno de los tableros deberán cumplir el código de colores indicado.
- Todo el cableado interno de los tableros que corresponda a la alimentación de los consumos externos, se deberá hacer llegar a regletas de conexiones de modo tal que los conductores externos provenientes de estos consumos se conecten a estas regletas y no directamente a los terminales de los dispositivos de protección o comando.
- Los dispositivos de control, luces piloto, instrumentos de medida u otros similares montados en un tablero y que necesiten de energía eléctrica para su funcionamiento, deberán ser alimentados desde circuitos independientes cuya protección podrá ser como máximo de 10A y de la capacidad de ruptura adecuada.
- Todo tablero deberá contar con una barra o puente de conexión a tierra.
- Si la caja, gabinete o armario que contiene a un tablero es metálico, deberá protegerse contra tensiones peligrosas.

1.6.4. Materiales y Sistemas de Canalización

La norma nacional en su punto 8 da a conocer las características técnicas y constructivas que deben cumplir los materiales y sistemas de canalización, a continuación se indica un resumen de estas especificaciones:

- En alimentadores trifásicos que sirvan cargas no lineales tales como alumbrado mediante lámparas de descarga, circuitos de sistemas informáticos de procesamiento de datos, controladores de velocidad de motores alternos mediante variadores de frecuencia, partidores suaves o equipos similares en los cuales se generan armónicas que estarán presentes en el conductor neutro, la sección de este conductor deberá ser a lo menos igual a la sección de los conductores de las fases.
- La selección de un conductor se hará considerando que debe asegurarse una suficiente capacidad de transporte de corriente, una adecuada capacidad de soportar corrientes de cortocircuito, una adecuada resistencia mecánica y un buen comportamiento ante las condiciones ambientales.
- Sobre la aislación o la cubierta exterior de los conductores, según corresponda, deberán ir impresas a lo menos las siguientes indicaciones:
 - Nombre del fabricante o su marca registrada
 - Tipo de conductor, indicado por las letras de código, por ejemplo THW,

NYA, EVA, etc.

-Sección en mm² para las secciones métricas y sección en mm² y en paréntesis el número AWG para secciones AWG.

-Tensión de servicio. Corresponde a la tensión entre fases

-Número de certificación, si procede.

1.6.5. Canalizaciones subterráneas

La canalización subterránea, se refiere a la instalación de cables enterrados en el suelo. En el caso de sistemas de riego, se aplica para canalizar la alimentación eléctrica de elementos de control como válvulas solenoides u otros elementos del sistema de riego.

Las obras de canalizaciones subterráneas, deberán respetar las indicaciones dadas en el capítulo N° 8.2.15 de la norma Nch. Elec. 4/2003, referente a materiales y métodos constructivos. En particular, deberán respetar los siguientes requerimientos:

- Las canalizaciones subterráneas al interior de predios, siempre se hará mediante tubos de PVC, no se permitirán cables directamente enterrados.

- Los ductos de PVC para el tendido de cables subterráneos serán de color naranja y de resistencia apropiada, de tipo rígida pesada (Schedule 40), según artículo N° 8.2.9.5 de la norma Nch. Elec. 4/2003.

- Los conductores a utilizar deberán ser apropiados para canalizaciones subterráneas, no pudiendo ser en ningún caso del tipo TW, THW, THHN, THWN y NSYA. Sí podrán ser tipo NYY, TTU, XTU, PT, USE-RHH, ET o EN, según lo indicado en la tabla N° 8.6a de la norma Nch. Elec. 4/2003.

1.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA (FP)

La magnitud del factor de potencia en una instalación, es un parámetro que requiere ser controlado y si es necesario mejorado.

El hecho de que una instalación trabaje con un factor de potencia menor al estimado, puede significar alimentadores y transformadores subdimensionados, mayores caídas de voltaje y mayores potencias en las líneas, lo que se traduce en un funcionamiento inadecuado de los artefactos de la instalación, principalmente de los motores y en un descenso de los niveles de iluminación, en especial si se usan lámparas incandescentes.

Sumado a lo anterior, está el hecho de que por ley, las empresas de distribución están autorizadas a cobrar un recargo en sus tarifas a los clientes que presenten un factor de potencia inferior a un valor establecido. Actualmente, este recargo corresponde al 1% del valor facturado, por cada 0,01 de valor de factor de potencia inferior a 0,93.

Dado lo expuesto anteriormente, resulta conveniente obtener factores de potencia cercanos a la unidad y si por alguna causa en una instalación dada se producen valores bajos, se deben adoptar las medidas necesarias para corregir esta situación. Para mejorar el factor de potencia, existen equipos dedicados a este propósito, siendo los más comunes los bancos de condensadores, ya sean estáticos o controlados mediante un controlador automático de factor de potencia. La decisión respecto a cual sistema es más conveniente implementar, dependerá de las condiciones particulares del proyecto de riego y de la inversión que una u otra alternativa represente para el proyecto.

Estudios comparativos establecen que en el peor de los casos, la inversión realizada en las instalaciones para mejorar el factor de potencia, se recupera en un plazo de entre 3 y 5 años, de modo que los beneficios obtenidos con la corrección del factor de potencia, con posterioridad a este lapso de tiempo, pueden considerarse como ganancia neta.

Las causas que originan un mal factor de potencia, se encuentran fundamentalmente en los dispositivos que usan el fenómeno de inducción electromagnética para su funcionamiento, tales como reactancias, hornos de inducción, rectificadores estáticos, soldadoras, motores y otros similares. No obstante, la causa principal, se encuentra en los motores sobredimensionados. El factor de potencia de un motor entregando su potencia nominal, se encuentra entre 0,7 y 0,9 aproximadamente. Lamentablemente, es común que los motores estén trabajando por debajo de su potencia nominal, en cuyo caso el factor de potencia baja considerablemente.

En la tabla N° III.1.7, se muestran los factores de potencia y rendimientos típicos para motores de inducción con rotor bobinado y con rotor jaula de ardilla, en ambos casos de cuatro polos, que es una de las formas constructivas más frecuente.

La tabla N° III.1.8, muestra el factor de potencia para distintas condiciones de carga, también se muestra en ella, la variación del rendimiento. Para valores de carga distintos a los mostrados en esta tabla, una interpolación lineal puede entregar una buena aproximación del factor de potencia.

Tabla III.1.7. Factor de Potencia y Rendimiento Típicos de Motores

Tipo de Motor	Rango de Potencia	Factor de Potencia	Rendimiento (%)
Motores Jaula de Ardilla 4 polos (1500 RPM)	menos de 1 kW	0,67 a 0,78	53 a 74
	hasta 15 kW	0,81 a 0,85	74 a 88
	hasta 130 kW	0,86 a 0,88	88 a 95
	hasta 400 kW	0,88 a 0,90	95 a 97
Motores Jaula de Ardilla 4 polos (1500 RPM)	10 a 100 kW	0,79 a 0,87	86 a 93
	101 a 500 kW	0,87 a 0,91	93 a 95

Tabla III.1.8. Factor de Potencia y Rendimiento para motores con carga parcial

Factor de Potencia				Rendimiento (%)			
Fracción de Carga				Fracción de Carga			
Nominal	0,5	0,75	1,25	Nominal	0,5	0,75	1,25
0,90	0,83	0,88	0,90	95	93,5	95	94,5
0,89	0,80	0,86	0,89	93	91,5	93	92,5
0,88	0,78	0,85	0,88	91	90	91	90
0,87	0,76	0,84	0,87	89	88	89	88
0,86	0,75	0,83	0,86	87	86	87	86
0,85	0,73	0,81	0,86	85	84	85	83,5
0,84	0,71	0,80	0,85	83	80	83	81,5
0,83	0,69	0,89	0,84	81	80	81	80,5
0,82	0,67	0,77	0,83	79	77	79,5	77,5
0,81	0,66	0,76	0,82	77	74	77,5	75
0,80	0,65	0,75	0,81	75	72	75	73
0,79	0,63	0,74	0,8	73	70	73	71
0,78	0,61	0,72	0,8	71	67	71	69
0,77	0,59	0,71	0,79	69	65	69	67
0,76	0,58	0,70	0,78	67	62	66,5	65
0,75	0,56	0,69	0,78	65	60	64	63
0,74	0,55	0,68	0,77	63	57	62	61
0,73	0,54	0,67	0,76	61	55	59,5	59,5
0,72	0,52	0,63	0,77	59	53	58	57
0,71	0,50	0,62	0,76	57	51	55	55

Para mejorar el Factor de Potencia, normalmente se conectan reactancias capacitivas, es decir, bancos de condensadores estáticos o controlados mediante un regulador automático de factor de potencia. Existen otros métodos de mejorar el factor de potencia, pero que son de un elevado costo, en comparación al uso de bancos de condensadores, como son el uso de motores sincrónicos y el uso de convertidores estáticos de potencia.

1.7.1. Corrección del Factor de Potencia Mediante Conexión de Bancos de Condensadores Estáticos

Los condensadores estáticos son el mecanismo de corrección del factor de potencia más común en instalaciones de baja potencia. Consiste en la conexión al sistema eléctrico de uno o varios condensadores que están permanentemente conectados a los consumos.

El cálculo de la capacidad de los condensadores, depende siguientes factores:

- Factor de Potencia real o estimado de la instalación.
- Factor de Potencia Deseado.
- Potencia de la instalación.

Con esta información, el cálculo de la potencia del condensador requerido, se realiza mediante la siguiente expresión:

$$Q_c = P * (\operatorname{tg} \Phi_1 - \operatorname{tg} \Phi_2) \text{ kVAR}$$

Donde:

Q_c : Potencia del Condensador requerido, en kVA, para mejorar el factor de potencia ($\cos \Phi$), desde un valor inicial al valor deseado.

P : Potencia activa de la instalación, medida en kW.

$\operatorname{tg} \Phi_1$: Corresponde a la tangente del ángulo equivalente al factor de potencia inicial (existente).

$\operatorname{tg} \Phi_2$: Corresponde a la tangente del ángulo correspondiente al factor de potencia final (deseado).

1.7.2. Corrección del Factor de Potencia Mediante Controladores Automáticos

Este sistema consiste en la conexión y desconexión de condensadores en función de las órdenes que les da un equipo de medición y control del factor de potencia, que está permanentemente midiendo el factor de potencia de la instalación. Es un sistema de mayor tecnología y costo que la simple conexión permanente de bancos de condensadores, pero que para sistemas eléctricos complejos, con gran cantidad de consumos inductivos y variabilidad de carga, permite un adecuado control del factor de potencia, mediante la conexión o desconexión de los condensadores en función de la carga, del factor de potencia deseado (programado) y del factor de potencia leído.

Los componentes principales de este sistema de mejoramiento son:

- Controlador automático de factor de potencia
- Contactores
- Bancos de condensadores

Considerando que en general, los sistemas de riego, son sistemas más bien simples, con pocos motores y con baja variabilidad de carga, se considera adecuado el uso de condensadores estáticos en lugar de estos sistemas de control automático.

1.7.3. Conclusiones y Recomendaciones respecto al Factor de Potencia

➤ En lo que respecta al Factor de Potencia (FdP), cabe tener presente que este valor empeora cuando existen alguna o todas las condiciones siguientes:

- Varios motores eléctricos. A más motores, peor FP.
- Motores sobredimensionados (que trabajan a potencias inferiores a las nominales)
- Presencia de equipos de refrigeración y/o aire acondicionado.

➤ Las consecuencias que un mal FdP tiene para el propietario de una instalación eléctrica para riego son todas o algunas de las siguientes:

- Aumento innecesario de la intensidad de corriente, obligando a utilizar conductores eléctricos de mayor sección y encareciendo con esto el costo de las instalaciones.
- Pérdidas de energía en los conductores y fuertes caídas de tensión que afectan el comportamiento de los equipos eléctricos, pudiendo llegar a dañarlos.
- Incrementos innecesarios de la potencia instalada en transformadores y equipos, reducción de su vida útil y reducción de la capacidad de conducción de los conductores.
- La temperatura de los conductores aumenta y esto disminuye la vida útil de su aislamiento

obligando a su reemplazo.

- Aumentos en sus facturas por concepto de multas por “Recargo por Mal Factor de Potencia”.

➤ Para eliminar los inconvenientes técnicos en una instalación eléctrica con mal factor de potencia y evitar multas en la facturación mensual de energía, se recomienda, en la etapa de diseño del proyecto eléctrico, considerar la instalación de bancos de condensadores estáticos, utilizando la metodología de cálculo descrita anteriormente.

1.8. PUESTA A TIERRA

La norma Nch. Elec. 4/2003, exige que las instalaciones eléctricas cuenten con sistemas de protección contra contactos indirectos, mencionando los sistemas de protección clase A, para situaciones muy restringidas y los sistemas de protección clase B, para la mayoría de las instalaciones eléctricas. En el caso de las instalaciones eléctricas de sistemas de riego, aplica en sistema clase B.

Los sistemas de protección clase B, se basan en la instalación de sistemas de puestas a tierra, los que combinados con dispositivos de corte automático, protegen en forma adecuada contra contactos indirectos.

Estos sistemas de protección clase B, corresponden a los siguientes:

- Dispositivos automáticos de corte por corriente de falla, asociados con una puesta a tierra de protección.
- Empleo de protectores diferenciales.
- Neutralización.

De los sistemas mencionados, el normalmente utilizado corresponde al sistema de neutralización, el que consiste en unir las masas de la instalación al conductor neutro, de tal forma que las fallas francas de aislación se transformen en un cortocircuito fase-neutro, provocando la operación de los aparatos de protección del circuito.

En la implementación de este sistema se pueden adoptar dos modalidades:

La conexión directa de las carcazas al neutro de la instalación, o la conexión de las carcazas a un conductor de protección asociado al neutro de la instalación. Sin embargo, para los fines de aplicación de la Norma sólo se considera aceptable la Neutralización con un conductor de protección asociado al neutro.

Para la adecuada operación de los sistemas de protección clase B, la norma exige la instalación de mallas de tierra adecuadas, tanto para la puesta a tierra de servicio como de protección.

Los diseños y ejecución de estos dos sistemas de puesta a tierra, deben respetar las indicaciones dadas en el artículo N° 10 de la norma Nch. Elec. 4/2004.

ANEXO 1

SIMBOLOGÍA PARA PLANOS ELÉCTRICOS

SEGÚN NORMA NCH. ELEC. 2/84

	DESIGNACIÓN	SÍMBOLO		DESIGNACIÓN	SÍMBOLO
1 SÍMBOLOS GENERALES			3.2	Artefacto de calefacción	
1.1	Corriente alterna		3.3	Artefacto fluorescente de n tubos	
1.2	Corriente continua		3.4	Batería	
1.3	Toma tierra protección		3.5	Bocina	
1.4	Toma tierra de servicio		3.6	Calentador de agua	
2 CANALIZACIONES			3.7	Campanilla	
2.1	Alimentación desde el piso inferior		3.8	Cocina eléctrica	
2.2	Alimentación desde el piso superior		3.9	Condensador	
2.3	Alimentación hacia el piso inferior		3.10	Condensador sincrónico	
2.4	Alimentación hacia el piso superior		3.11	Chicharra	
2.5	Arranque o derivación		3.12	Empalme	
2.6	Bandeja o escalerilla portacable		3.13	Enchufe hembra para alumbrado	
2.7	Cable concéntrico		3.14	Enchufe hembra doble de alumbrado	
2.8	Cable flexible		3.15	Enchufe hembra para calefacción	
2.9	Caja de derivación		3.16	Enchufe hembra para fuerza monofásico	
2.10	Cámara de paso		3.17	Enchufe hembra para fuerza trifásico	
2.11	Cámara de registro		3.18	Enchufe hembra para usos especiales	
2.12	Canalización Subterránea		3.19	Gancho de una luz	
2.13	Cruce		3.20	Gancho de n luces	
2.14	Línea de n conductores		<div style="border: 1px solid black; padding: 10px; text-align: center;"> <p>HOJA DE NORMA N.º 2</p> <p>SÍMBOLOS ELÉCTRICOS PARA PLANOS DE ARQUITECTURA</p> <p>NCH E/66 2/84</p> <p>LÁMINA 1 DE 3</p> </div>		
2.15	Símbolo general de canalización				
3 SÍMBOLOS DE APARATOS Y ARTEFACTOS					
3.1	Alternador				

	DESIGNACIÓN	SÍMBOLO		DESIGNACIÓN	SÍMBOLO
3.21	Generador		3.46	Portelámpara bajo en pesillos	
3.22	Interruptor de un efecto		3.47	Portelámpara simple	
3.23	Interruptor de dos efectos		3.48	Rectificador	
3.24	Interruptor de tres efectos		3.49	Soldadora estática del arco	
3.25	Interruptor de combinación		3.50	Soldadora estática por resistencia	
3.26	Interruptor de doble combinación		3.51	Soldadora tipo motor generador	
3.27	Interruptor de botón (Pulsador)		3.52	Tablero de alumbrado	
3.28	Interruptor enchufe		3.53	Tablero de calefacción	
3.29	Interruptor enchufe con dos interruptores		3.54	Tablero de fuerza motriz	
3.30	Interruptor de puerta		3.55	Tablero rayos x	
3.31	Interruptor de tirador		3.56	Tablero para usos especiales	
3.32	Lámpara de gas		3.57	Ventilador o extractor	
3.33	Lámpara portátil		4 POSTACIÓN		
3.34	Medidor		4.1	Poste de concreto	
3.35	Motor de corriente continua		4.2	Poste de concreto con extensión metálica	
3.36	Motor de inducción		4.3	Poste de madera	
3.37	Motor de inducción con rotor bobinado		4.4	Poste estructural metálico	
3.38	Partidor de motores		4.5	Poste tubular metálico	
3.39	Portelámpara con caja de derivación		<p>HOJA DE NORMA N.º 2</p> <p>SÍMBOLOS ELÉCTRICOS PARA PLANOS DE ARQUITECTURA</p> <p>NCH E86. 2/84</p> <p>LÁMINA 2 DE 3</p>		
3.40	Portelámpara con interruptor				
3.41	Portelámpara de emergencia				
3.42	Portelámpara de emergencia autoenergizada				
3.43	Portelámpara de n luces				
3.44	Portelámpara mural (aplique)				
3.45	Portelámpara mural con interruptor				

	DESIGNACIÓN	SÍMBOLO		DESIGNACIÓN	SÍMBOLO
5	ABREVIATURAS		5.25	Tablero distribución de fuerza	T.D.F.
5.1	Alta tensión	A.T.	5.26	Tablero distribución de calefacción	T.D.C.
5.2	Baja Tensión	B.T.	5.27	Tablero de comando de alumbrado	T.C.A.
5.3	Bandeja portaconductores	b.p.	5.28	Tablero de comando de fuerza	T.C.F.
5.4	Canalización a la vista	v.	5.29	Tablero de comando de calefacción	T.C.C.
5.5	Canalización embutida	e.	5.30	Tubería de acero	t.a.
5.6	Canalización preembutida	p.c.	5.31	Tubería de acero galvanizado	t.a.g.
5.7	Canalización subterránea	s.	5.32	Tubería de bronce	t.b.
5.8	Aislador carrete	a.c.	5.33	Tubería de cobre	t.c.
5.9	Canalización en aisladores de rollo	a.r.	5.34	Tubería metálica flexible	t.m.f.
5.10	Conducto de asbesto cemento	c.ac.	5.35	Tubería de pared gruesa galvanizado (cañería)	c.g.
5.11	Conducto de cemento de dos vías	Cc.2v.	5.36	Tubería plástica flexible de P.V.C.	t.p.f.
5.12	Conducto de cemento de cuatro vías	Cc.4v.	5.37	Tubería plástica rígida de P.V.C.	t.p.r.
5.13	Escalerilla portaconductores	e.p.	5.38	Tubería plástica de polietileno	t.p.p.
5.14	Tablero general	T.G.			
5.15	Tablero general auxiliar	T.G. Aux.			
5.16	Tablero de distribución	T.D.			
5.17	Tablero de comando	T.C.			
5.18	Tablero general de alumbrado	T.G.A.			
5.19	Tablero general de fuerza	T.G.F.			
5.20	Tablero general de calefacción	T.G.C.			
5.21	Tablero general auxiliar de alumbrado	T.G. Aux. A.			
5.22	Tablero general auxiliar de fuerza	T.G. Aux. F.			
5.23	Tablero general auxiliar de calefacción	T.g. Aux. C.			
5.24	Tablero distribución de alumbrado	T.D.A.			

HOJA DE NORMA N.º 2

SÍMBOLOS ELÉCTRICOS PARA PLANOS DE ARQUITECTURA

NCH E46, 2/84

LAMINA 3 DE 3