

**DAS EUROPÄISCHE PROGRAMM
DEXA MCP**

**„VERBREITUNG, WEITERFÜHRUNG UND ANWENDUNG
DES MOTOR-CHALLENGE-PROGRAMMS“**

MODUL STROMVERTEILUNG



Inhaltsverzeichnis

1. Einführung in das Modul „Stromverteilung“	1
2. Überblick	1
3. Bestandsaufnahme	1
Merkmale des Verteilersystems	1
Beschreibung des Stromverteilnetzes.....	2
Verteiltransformatoren.....	2
Erdungssysteme	2
Dokumentation und Auswertung der Betriebsparameter	2
Grundsätzliche Messungen.....	2
Ausführliche Bestandsaufnahme	3
Allgemeine Leistungsmerkmale	3
Außergewöhnliche Betriebssymptome.....	3
4. Technische Bewertung möglicher Energiesparmaßnahmen	4
Bedienung.....	4
Wartung	6
Möglichkeiten zur Um- bzw. Aufrüstung.....	7
5. Aktionsplan : siehe andere, bereits übersetzte Module	9
6. Jahresbericht: siehe andere, bereits übersetzte Module	10
7. Abkürzungen	12

1. Einführung in das Modul „Stromverteilung“

Dieses Dokument ist den „Partner-Richtlinien“ des Motor-Challenge-Programms (MCP) untergeordnet. Es definiert, was ein Aktionsplan eines MCP-Partners beinhalten sollte, falls die Selbstverpflichtung des Partnerunternehmens die Stromnetzverteilung umfaßt.¹

Insbesondere erklärt es, was ein Partner für jeden der folgenden Schritte, die ein Partner im Rahmen seiner Teilnahme am Motor-Challenge-Programm unternimmt:

- **Eine Bestandsaufnahme** von Stromverteilnetz-Komponenten und Systemfunktionen
- **Eine Bewertung** der Anwendbarkeit möglicher Energiesparmaßnahmen
- **Ein Aktionsplan** zur Vorlage bei der Kommission, der festlegt, wozu sich der Partner verpflichtet, um durch eine verbesserte Energieeffizienz die Betriebskosten zu reduzieren
- **Ein Jahresbericht** über den Fortschritt bei der Verwirklichung des Aktionsplans.

Dabei ist anzumerken, dass es sich bei allen Unterlagen, die sich mit der Bestandsaufnahme bzw. Auswertung befassen, um vertraulich zu behandelnde hausinterne Daten des Unternehmens handelt. Dagegen werden Aktionsplan und Jahresbericht der Kommission vorgelegt.

2. Überblick

Ein industrielles Stromverteilnetz muss unterschiedliche Bedürfnisse erfüllen:

- einen optimalen und reibungslosen industriellen Betrieb,
- Personenschutz und Arbeitssicherheit,
- Schutz der Ausrüstungsbauteile
- ununterbrochene Stromversorgung guter Qualität.

Dieses Modul umfasst die unterschiedlichen Komponenten industrieller Stromverteilungssysteme:

- Verteiltransformatoren
 - trocken (Primärspannung bis zu 24 kV, Nennleistung 50 – 2.500 kVA)
 - mit Flüssigkeit gefüllt (Primärspannung bis zu 12 kV, Nennleistung 100 – 2.500 kVA)
- Schutz-ausrüstung
 - Messinstrumente (Spannung, Strom)
 - Überwachung und Steuerung (Relais)
 - Unterbrechung (Unterbrecher, Sicherungen)
- Kabel
- Schaltvorrichtungen
 - Hochspannungsschalter
 - Trennschalter
- Sonstiges...

3. Bestandsaufnahme

In diesem Teil wird der erste Schritt zur Ermittlung möglicher Energiesparmaßnahmen beschrieben. Der MCP-Partner muss eine Bestandsaufnahme der Verteilnetzbauteile mit ihren wichtigen Betriebsmerkmalen durchführen, die vier Bereiche umfasst.

Merkmale des Verteilersystems

Ein Stromverteilnetz umfasst verschiedene Eigenschaften, wie Netzstruktur, Größe, Betriebsart, Erdungssystem, Stromquellen und -mengen, Art und Merkmale der

¹ S. die „Partner-Richtlinien“ für eine Erklärung von Begriffen wie „Partner“, „Aktionsplan“ oder „Engagement“.

Transformatoren, sowie die genauen Anforderungen und Betriebsparameter der Stromverteilung.

Beschreibung des Stromverteilnetzes

Die unterbrechungsfreie Stromversorgung hängt direkt vom Aufbau des Stromnetzes ab. Da die Kosten eines Stromnetzes von dessen Komplexität abhängt, ist die Wahl der Netzstruktur ein Kompromiss zwischen technischen und wirtschaftlichen Kriterien. Wählen Sie aus den folgenden Listen die Art der Struktur Ihres Verteilnetzes aus.

sternförmig	ringförmig	Falls Eigenstromerzeugung (Genset) vorhanden:
<ul style="list-style-type: none"> • einfaches sternförmiges Verteilnetz • sternförmiges Verteilnetz mit Notstromnetz • sternförmiges Netz mit doppelter Sammelschiene 	<ul style="list-style-type: none"> • offener Ring • geschlossener Ring 	Eigenstromversorgungsanlagen, Einspeiseanlagen, Notstromaggregate etc.

Verteiltransformatoren

Geben Sie für jeden Transformator folgenden Eigenschaften an:

<ol style="list-style-type: none"> 1. Nennleistung (VA) 2. Primäre und sekundäre Nennspannung (kV) 3. Anzapf-Stufenschalter (unter Last / ohne Last schaltbar) 4. Art (Flüssigkeitsgekühlte / Trockentransformator); wenn Flüssigfüllung, welche Flüssigkeit wird eingesetzt? (Öl, andere) 5. Anschlussart, Schaltgruppe (z.B. Dyn11) 6. Leerlaufverluste, P₀ (kW) 7. Kurzschlussverluste, P_k (kW), 8. Kühlungsart (z.B. ONAN, ONAF, ODAF...) 9. Alter bzw. Baujahr 10. Erfolgte Reparaturen (Neuwicklung, ...) 	<ol style="list-style-type: none"> 11. Zusätzliche Schutzausrüstung <ol style="list-style-type: none"> a. gegen interne Ausfälle (Öl-Thermometer, Buchholz-Relais...) b. gegen Überlast (Sicherheitstrennschalter, Sicherung...) 12. Hilfsausrüstungen <ol style="list-style-type: none"> a. Zähler b. Kondensatoren zur Blindstrom-Kompensation 13. Wärmeklasse 14. Wartungsart (Sichtkontrolle, Ölwechsel, Messungen) und Wartungsintervalle
---	--

Erdungssysteme

Beschreiben Sie das Erdungssystem Ihres Stromverteilnetzes (Beispiele: TT, TN-C, TN-S, IT. Siehe Abkürzungsverzeichnis im Anhang.)

Dokumentation und Auswertung der Betriebsparameter

Zur Bewertung der Betriebsparameter sind Meßgeräte und gute Kenntnisse über elektrische Verteilnetze notwendig. Idealerweise sollten Meßgeräte dauerhaft im Netz eingebaut werden, um eine ständige Kontrolle des Betriebs zu gewährleisten.

Grundsätzliche Messungen

<ol style="list-style-type: none"> (1) Scheinleistung S, Wirkleistung P, Blindleistung Q (VA, W, var) (2) Effektivwerte für Spannung und Strom (3) Leistungsfaktor (LF=P/S) bzw. Strom-Spannungs-Phasenverschiebung (Kosinus Phi, cos φ) (4) Lastfaktor (%) bzw. Lastprofil (5) Betriebsdauer (Stunden/Jahr) 	<ol style="list-style-type: none"> (6) Lärmpegel (dB) (7) Spannungsspitzen, -einbrüche und -unterbrechungen (8) Klirrfaktor / THD (Total Harmonic Distortion, Gesamte harmonische Verzerrung) (9) Spannungsasymmetrie (10) Betriebstemperatur
--	--

Sind keine Messgeräte vorhanden, so ist alternativ eine qualitative Analyse des Systems möglich: Systemstörungen und Temperaturabweichungen, die nicht auf Lastschwankungen

zurückzuführen sind, sollten ggf. als Symptome elektrischer Störungen gedeutet und näher untersucht werden.

Ausführliche Bestandsaufnahme

Eine ausführliche Bestandsaufnahme (freiwillig) erfordert weitergehende Maßnahmen und wahrscheinlich auch externe Hilfe, um folgende Parameter zu bewerten.

(1) Polarität und Vektordiagramm	(4) Kurzschlussverluste P_k in kW, direkte und Nullsystem- Widerstandseigenschaften (einschl. Temperaturkorrektur),
(2) Wicklungswiderstand (einschl. Temperaturkorrektur)	(5) Ober- und Zwischenwellen-Spektrum
(3) Leerlaufverluste, (einschl. Temperaturkorrektur) P_0 in kW	(6) Betriebstemperatur

Allgemeine Leistungsmerkmale

Auf der Basis der ermittelten Daten können die folgenden Leistungsmerkmale Ihres Stromverteilnetzes ausgewertet werden.

1. Schein-, Wirk- und Blindströme	5. Kurze/ lange Unterbrechungen (max. / min. / durchschnittliche Dauer)
2. Leistungsfaktor (LF=P/S) bzw. Strom-Spannung- Phasenverschiebung (Kosinus Phi, $\cos \varphi$)	6. Ausmaß und Anzahl von Spannungsspitzen, -einbrüche und -unterbrechungen
3. Strom	7. Gesamte harmonische Verzerrung (THD)
4. Unbalancierte Fehler (Phasenasymmetrie)	

Es ist zu beachten, dass die Leistungsfähigkeit Ihres Verteilnetzes sowohl vom Verteiler als auch von der Netzaufbau und -Komponenten sowie von den Merkmalen der Abnehmer und der Ausrüstung abhängt.

Außergewöhnliche Betriebssymptome

Bei Stromnetzen und elektrische Anwendungen treten hauptsächlich vier typische Arten von Störungen auf:

- Kurzschluss (Phase/Phase oder Phase/Neutralleiter),
- Überlast,
- Mängel an den Antriebsmotoren, bzw.
- schlechte Netzqualität wegen Störungen durch elektronische Bauteile (z.B. Leistungselektronik).

Als Beispiel: Überhitzung bzw. rückwärtige Motordrehmomente sind normalerweise Symptome unbalancierter Fehler (Phasenasymmetrie) größer als 2%.

Obwohl Motoren normalerweise kleine Spannungsänderungen (im Vergleich zur nominellen Spannung) tolerieren, kann der Betrieb eines Motors mit einer anderen als der Nennspannung seinen Wirkungsgrad beeinträchtigen. Dadurch kommt es zu Überhitzungen, auch in der Schmierung und der Isolation, wodurch wiederum die Lebensdauer des Motors verkürzt wird. Zum Beispiel erzeugt ein bei 10% unter der Nennspannung betriebener Motor nur etwa 80% seines vorgesehenen Drehmoments. Ein Motor, der mit Überlast betrieben wird, zieht dagegen mehr Strom und kann dadurch überhitzt werden, was zu vorzeitigem Ausfall führen kann.

4. Technische Bewertung möglicher Energiesparmaßnahmen

Die in diesem Teil beschriebenen Energiesparmaßnahmen betreffen folgende Einsatzbereiche

- Bedienung
- Wartung
- Um- bzw. Aufrüstung, sowie
- Planung und Installation.

Bedienung

Der **Blindstrom**, der von der induktiven Verbrauchern wie Antrieben oder Vorschaltgeräten von Leuchtstofflampen verbraucht wird, führt bei gleichbleibendem Wirkstrom zu einer Zunahme des in Kabeln und Leitungen fließenden gesamten Stroms. Die Phasenverschiebung zwischen Strom und Spannung verursacht verschiedene Störungen der Netzqualität:

- zusätzliche ohmsche Verluste im gesamten Verteilnetz (proportional zu RI^2),
- Überbelastung und Heißlaufen von Transformatoren, die die Leistungsfähigkeit vermindern
- Spannungsabfall am Leitungsende, wodurch es zu Betriebsstörungen bei empfindlichen Verbrauchern kommen kann,
- Verringerte Lebenserwartung von Antrieben und Transformatoren,
- Zusätzliche Blindstrom-Kostenkomponente an den Energielieferanten (bei Überschreitung der zulässigen Blindstromaufnahme).

Eine Anlage zur Blindstromkompensation gleicht durch eine zusätzliche kapazitive Last die Phasenverschiebung aus und ermöglicht so einen Leistungsfaktor ($\cos \varphi$) nahe 1. Dadurch werden nicht nur Einsparungen bei der Stromrechnung (durch vermiedene Blindstromkosten) erzielt, sondern auch die anderen oben genannten negativen Auswirkungen reduziert oder ganz vermieden.

Der zulässige Wert des $\cos \varphi$ hängt vom jeweiligen Stromlieferanten bzw. Liefervertrag ab, liegt aber i.d.R. zwischen 0,93 und 0,97. Da die Blindstromaufnahme im Allgemeinen zeitlich variiert, sollte die Kompensationsanlage kontinuierlich der momentanen Blindleistungsaufnahme angepasst und reguliert werden.

Die erforderlichen Investitionen für eine solche Blindstromkompensation amortisieren sich meist (in Abhängigkeit von der Betriebsstundenzahl) nach 6 bis 18 Monaten.

Verringerung von Oberschwingungen

Oberschwingungsströme, die im Verteilnetz fließen, verursachen nicht nur eine Verschlechterung der Stromqualität (Wellenform, Frequenz), sondern erzeugen auch Verluste von bis zu 10% in Leitungen, Transformatoren und Verbrauchern. Der Wirbelstromverlust, die bei Vollast etwa 10% des Gesamtverlustes ausmachen, steigt quadratisch mit dem Anstieg der Oberschwingungsströme. Generell verringert sich die Qualitätsklassifizierung von Transformatoren, wenn nichtlineare Lasten versorgt werden. Wenn im Netz nennenswerte Oberschwingungsströme auftreten, ist der Einsatz von Transformatoren der Klasse K zu empfehlen, die besonders dafür konstruiert sind, Wirbelstromverluste zu minimieren.

Die nachfolgende Tabelle zeigt eine Zusammenfassung verschiedener möglicher Maßnahmen, um die Energieeffizienz im Betrieb zu steigern.

Beschreibung	Einsparungen	Häufigkeit	Durchführbarkeit	Erforderliche Fachkenntnis
Optimierung des Leistungsfaktors $\cos \varphi$ durch Kompensation vor Ort (Kondensator, Drehzahlregelung, Oberschwingungsfilter) oder zentrale Blindstromkompensationsanlage		Einmalig	+	intern
Reduzierung der Ohmschen Verluste durch Überdimensionierung des Kabels			++	intern
Ggf. Oberschwingungsfilter (Oberschwingungsdrossel, passiver oder aktiver Filter, Hybridfilter, Netzdrossel, Erhöhung der Kurzschlussleistung, S_{cc}), Eindämmung von schädlichen Lasten bzw. Unterbelastung der Maschinen	Reduzierung der ohmschen Verluste um 10%; Wirbelstromverluste (10% d. Gesamtverluste)		+	extern
Ggf. Einbau von Blindwiderstand in Serie , um den zwischenharmonischen Störungen entgegenzuwirken	Reduzierung des Netzrauschens um 30%			extern
Einbau von Energiemessgeräten vor Ort (je Verbraucher(gruppe) / Gebäudeteil / Betriebsteil). Verhaltensänderungen, abhängig von der internen Verrechnung von Energiekosten				extern
Einbau geregelter Blindstromkompensation, elektronischer Konditionierer oder Stufenschalter, um Spannungsschwankungen entgegenzuwirken	Reduzierung des Netzrauschens um 25 bis zu 50%			extern
Infrarot-Wärmebild (Thermographie) zur Identifizierung und Lokalisierung überhitzter von Transformatorwicklungen (z.B. durch Oberschwingungsströme)			++	intern oder extern
Ggf. unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV), geregelte Blindstromkompensation, dynamische elektronische Spannungsregelung, Sanftanlaufstarter für Antriebe, elektronischer Konditionierer in Serie, Erhöhung der Kurzschlussleistung, als Lösung für Störung durch Spannungseinbrüche Anpassung der Empfindlichkeit von Schutzgeräten	Abhängig v. Empfindlichkeit d. Anlage u. Zahl der Spannungseinbrüche [S. Beispiele Tab. 1 + 2]	Einmal		extern
Ggf. unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV), verteilte Erzeugung, mechanische Quellenübertragung, statischer Übertragungsschalter, Nullzeitstellung, Nebenschlußstromkreisunterbrecher, Fernbetrieb als Lösung für Stromausfälle	S. Beispiele, Tab. 2	Einmal		extern
Ggf. elektron. Nebenschlußkompensator , dynamischelektronischer Spannungsregler, erhöhte Kurzschlussleistung, zum Lastenausgleich, um rückwärtiges Motordrehmoment oder Heißlaufen von asynchronen Maschinen zu verhindern				extern

Die beiden folgenden Tabellen zeigen Beispiele wirtschaftlicher Verluste wegen Spannungseinbruch bzw. vorübergehenden Stromausfällen in verschiedenen produzierenden Unternehmen (*Quelle: Electrotek Concepts*).

Tabelle 1. Beispiele wirtschaftlicher Verluste aufgrund von Spannungsabfall bei drei verschiedenen Firmen

	Wirtschaftlicher Verluste wg. Spannungseinbrüche
Halbleiterherstellung	3.800.000 €
Eisen- und Stahlindustrie	350.000 €
Glaserstellung	250.000 €

Tabelle 2. Kosten kurzfristiger Stromausfälle (Dauer 1 Minute), in \$/kW Leistungsbedarf.

	Kosten kurzfristiger Stromausfälle \$/kW Leistungsbedarf	
	Minimum	Maximum
Automobilherstellung	5.0	7.5
Gummi und Kunststoff	3.0	4.5
Textilien	2.0	4.0
Papier	1.5	2.5
Druck (Zeitungen)	1.0	2.0
Petrochemie	3.0	5.0
Metallverarbeitung	2.0	4.0
Glas	4.0	6.0
Bergbau	2.0	4.0
Nahrungsmittelverarbeitung	3.0	5.0
Pharmaindustrie	5.0	50.0
Elektronik	8.0	12.0
Halbleiterherstellung	20.0	60.0

Wartung

Eine regelmäßige vorbeugende Wartung ermöglicht es, Defekte zu vermeiden. Zum Beispiel kann der Ausfall eines Transformators schwere, ja dramatische Folgen verursachen, bis hin zum Totalausfall der Stromversorgung in einer gesamten Anlage und möglicherweise zur Einstellung der Produktion.

Beschreibung	Einsparungen	Häufigkeit	Durchführbarkeit	Erforderliche Fachkenntnis
Anschlussklemmen und Verbindungen reinigen , um Korrosionsschäden zu verhindern. Die Kontaktoberfläche muss groß und sauber sein. Sammelschienenanschlüsse festziehen Schutzausrüstungen überprüfen		jährlich	+++	Intern
Schutzausrüstung und Unterbrecher prüfen		jährlich	++	Intern
Überprüfung auf Leckagen des Transformatorenöls , Ölpegel und Verschlußelemente prüfen		jährlich	++	Intern
Überprüfung auf Lackschäden durch Verbrennen (Hinweis auf Überhitzung)		jährlich	++	Intern
Prüfung auf Kondenswasser oder eindringendes Wasser in den Anschlusskästen		jährlich	++	Intern

Überprüfung auf Kabelüberhitzung durch Infrarot-Thermografie		jährlich	++	
Bewertung des Lastprofils eines typischen Betriebszeitraums durch Messung von Strom und Spannungen		jährlich		
Prüfung auf ausreichende Luftzirkulation an den Transformatoren		jährlich	++	Intern
Messung von Leistung, Strom und Spannungen, um mögliche Überlasten zu ermitteln		jährlich	++	
Ölanalyse für Öltransformatoren (Chromatografie, Isolierungseigenschaften, Wasseranteil, Gasanalyse, Buchholz-Relais...): Alle 2 Jahre für Transformatoren mit Atmosphärenkontakt, alle 6 Jahre für geschlossene Transformatoren		Alle zwei bzw. sechs Jahre	+	Extern
Widerstandsmessung von Wicklungen und Anschlüssen		Einmal pro Jahr		
Isolationsprüfungen		Einmal pro Jahr		

Möglichkeiten zur Um- bzw. Aufrüstung

Bei mangelhafter Ausrüstung oder Material gibt es drei verschiedene mögliche Vorgehensweisen:

- Reparatur des defekten Geräts,
- Ersatz des defekten Geräts vor Ort mit gleichwertigen Material,
- Ersatz des defekten Geräts mit neuem Material höherer Energieeffizienz.

Auf jeden Fall sollte eine technische und wirtschaftliche Analyse durchgeführt werden und die globalen Kosten, die Normen oder bestimmte Merkmale, sowie die Liefer- bzw. Reparaturdauer in Erwägung gezogen werden. Im Allgemeinen ist der Ersatz älterer bzw. mangelhafter üblicher Ausrüstung mit neuem, effizienterem Gerät kostengünstig und schnell durchführbar, da Normgeräte leicht verfügbar sind. Andererseits kann bei besonderer Ausrüstung, bzw. wenn alte Normen verändert wurden, die Reparatur oft die schnellste und kostengünstigste Lösungsmöglichkeit darstellen.

Beschreibung	Einsparungen	Häufigkeit	Durchführbarkeit	Erforderliche Fachkenntnis
Die Neuwicklung stellt i.d.R. die kostengünstigste Lösung für Nichtstandardtransformatoren oder rotierende Maschinen dar			+	Extern
Behälteranschluß ersetzen				Extern
Isolationsflüssigkeit nach Behälterreinigung ersetzen				Extern
Alte Transformatoren mit Hocheffizienztransformatoren ersetzen	15-20% geringere Leerlaufverluste			Extern
Alte Niederspannungshauptverteilung (<1980) durch neue (>2000) ersetzen (Stromleiterlänge um 40% kürzer)	Verminderung der Ohmschen Verluste um 30%			Extern
In der Niederspannungshauptverteilung				Extern

hocheffiziente Bauteile mit niedrigem Energieverbrauch einsetzen (z.B. Schalter mit hoher Effizienz (7 W) gegenüber Standard-Bauweise (20 W)). Die dadurch erzielte Reduzierung der Verlustleistung verringert auch den Kühlungsbedarf.				
Alte Wechselrichter mit neuen effizienteren ersetzen: der Wirkungsgrad ist höher, und der Leistungsfaktor wird um 10-15% verbessert				Extern
Bei schlechter Netzqualität: Einsatz von Oberschwingungsfiltern .				Extern

Konstruktion und Montage

Beschreibung	Einsparungen	Häufigkeit	Durchführbarkeit	Erforderliche Fachkenntnis
Hocheffizienztransformatoren an Stelle von Standard-Transformatoren einsetzen	15-20% geringere Leerlaufverluste		++	Intern
Sicherstellen, dass der Transformator korrekt gekühlt wird (besonders bei Aufstellung in kleinen Räumen)		--	++	Intern
Transformator Kühlung über natürliche Konvektion (ONAN), nicht mit erzwungenem Umlauf (ONAF) einsetzen			++	Intern
Nichtlineare Lasten direkt am niederspannungsseitigen Anschluss des Transformators bündeln		--	+	Intern
Nichtlineare Lasten eindämmen		--	+	Intern
Kurzschlussspannung (oder Impedanz) des Transformators reduzieren, oder Transformator unterbelasten.		--	++	

Bei manchen Prozessen, wie etwa in der Metallverarbeitung, sind Filter zur Beseitigung von Oberschwingungsströmen nicht ausreichend; in diesem Fall bedarf es eines übergreifenden Ansatzes bei der Netzauslegung.

Für jede der oben genannten Maßnahmen sollte eine Bewertung von Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit durchgeführt werden. Diese könnte wie in der nachfolgenden Tabelle aufgeführt werden.

Tabelle zur Maßnahmenbewertung

Energiesparmaßnahme	Vorgeschlagene Maßnahme	Geschätzte jährliche Energieeinsparung (1)	Änderung der jährlichen Betriebs- u. Wartungskosten	Zusätzliche Investitionskosten (2)	Geschätzte Amortierungszeit (Monate)
Bedienung					
...					
Wartung					
...					
Aufrüstung					
...					
Konstruktion und Montage					

Legende

(1) Wenn die Energieeinsparungen nicht genau quantifizierbar sind, können sie zur Durchführung der Bewertung auf Basis sinnvoller Annahmen und Erfahrungswerten geschätzt werden.

(2) Bei den Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten handelt es sich um Schätzungen der Mehr- bzw. Minderkosten gegenüber der Kostensituation, die ohne die Beteiligung am „Motor Challenge Programm“ zu erwarten wäre. Dabei geht es etwa um: zusätzliche Investitionskosten für Ausrüstung und Maßnahmen zur Effizienzsteigerung, zusätzliche oder Minderkosten für Wartung und Betrieb, Einsparungen durch bessere Qualität, Verfügbarkeit usw.

5. Aktionsplan

Der Aktionsplan Ihres Unternehmens sollte Informationen zu

- den Maßnahmen, die Sie durchführen wollen,
- den Zeitrahmen ihrer Umsetzung und
- die Gründe für den Ausschluss anderer Maßnahmen

beinhalten und könnte wie in der folgenden Tabelle beschrieben aussehen. Der Plan wird der Kommission vorgelegt und nach der Genehmigung wird Ihre Organisation als MCP-Partner anerkannt.

Energiesparmaßnahmen	Machbarkeit (1)	spezifische Aktionen (2)	% Anteil umfasst (3)	Zeitplan (4)	Erwartete Einsparungen (5)

Legende:

(1) **Machbarkeit.** Angabe von Hindernissen für die Anwendung mit einem oder mehreren der folgenden Kürzeln:

NA Nicht anwendbar aus technischen Gründen

NP Nicht profitabel

NE Nicht erwogen, weil Beurteilung zu teuer wäre

Wenn dieses Feld leer bleibt, wird die Maßnahme sowohl als anwendbar als auch als profitabel angesehen.

(2) **Beschreibung der Maßnahme.** Es können mehrere spezifische Aktionen durchgeführt werden, um eine Energiesparmaßnahme umzusetzen.

(3) **Anteil umfasst.** Wenn das vorgeschlagene Engagement des Partners mehrere Anlagen oder Systeme der elektrischen Energieverteilung umfasst, sollten in dieser Spalte die der Anteil der Systeme aufgeführt werden, für die die jeweiligen Aktionen durchgeführt werden. Dies kann nach dem zweckmäßigsten Indikator erfolgen, z.B. : Anzahl von Systemen; Leistung; Energieverbrauch. Geben Sie den benutzten Indikator mit an, z.B. „%“; „% kW“ bzw. „% kWh“.

(4) **Zeitplan.** Der Zeitrahmen, indem die Maßnahme ausgeführt werden soll. Dies kann eine Zeitspanne oder ein Datum sein, oder von einer anderen Aktion abhängen, etwa, „Wenn Transformator ersetzt wird“, oder „Wenn Lackiererei renoviert wird“.

(5) **Erwartete Einsparungen in MWh/ Jahr.** Dies wird oft ein Schätzwert sein, der auf allgemein anerkannten Praxiswerten basiert.

6. Jahresbericht

Der Jahresbericht an die EU-Kommission dokumentiert die Fortschritte bei der Durchführung des Aktionsplans und enthält neue oder verbesserte Maßnahmen. Die folgende Berichtsform sollte verwendet und jährlich fortgeschrieben werden. Die beiden linken Spalten sind dabei aus dem Aktionsplan des Partners zu übernehmen, wie er von der EU-Kommission genehmigt wurde.

Genehmigter Aktionsplan		Jahresbericht für das Jahr 20xx
beschlossene Aktionen zur Realisierung von Energiesparmaßnahmen	vereinbarter Zeitrahmen für die Aktion	Aktionsfortschritt als erzielter Prozentsatz und gegebenenfalls Kommentare(1)
Handlung 1		
Handlung 2		
...		

(1) Der erzielte Prozentsatz kann sich auf einen Indikator beziehen, wie beispielsweise den Anteil an Systemen im Rahmen des Aktionsplans, für die die spezifische Aktion abgeschlossen ist.

Partner können der Kommission freiwillig die nachstehende Zusammenfassung ihres Jahresberichts vorlegen, um die durch das Motor Challenge Programm erzielten Energieeinsparungen zu dokumentieren. Eine Pflicht zur Vorlage besteht jedoch nicht.

<i>Zusammenfassung des Jahresberichts</i>		
	Seit Verpflichtung	Dieses Jahr
Prozentsatz der Aktionen im Aktionsplan abgeschlossen		
Geschätzte Gesamtinvestitionen für Plan (Tsd. EUR) (1)		
Geschätzte Änderung der nichtenergiebezogenen Betriebs- u. Wartungskosten (Tsd. EUR) (1)		
Geschätzte Energieeinsparungen (MWh) (1)		
Stromeinsatz im Verhältnis zur hergestellten Produktmenge, kWh/Q.-Prod. (2)		

(1) S. Legende zur Tabelle „Auswertungsergebnisse“, oben.

(2) Für die „Q.-Produktion“ ist der gewünschte Eintrag irgendein Indikator für die Menge an Ware, die an der Produktionsstelle hergestellt wurden, etwa in Tonnen, laufende Meter, Stück, u.ä.

7. Abkürzungen

- MCP = Motor Challenge Programme
- P_0 = Leerlaufverluste
- P_k = Kurzschlussverluste
- PF = LF = Leistungsfaktor (Kosinus Phi, $\cos \varphi$)

- Kühlungsart
 - erster Buchstabe: inneres Kühlmittel (mit den Wicklungen in Kontakt stehend) :
O(il) = Öl,
K = Isolierflüssigkeit (Flammpunkt $>300^\circ\text{C}$),
L = Isolierflüssigkeit (Flammpunkt nicht messbar)
 - zweiter Buchstabe: Art des Kreislaufs inneres Kühlmittel:
N = natürliche Thermosiphon-Strömung durch Kühler und Wicklung,
F(orcéd Flow) = erzwungener Umlauf durch Kühler, Thermosiphon-Strömung durch Wicklung,
K = erzwungener Umlauf durch Kühler, vom Kühler zumindest in Hauptwicklungen gerichtet;
 - Dritter Buchstabe: Äußeres Kühlmittel:
A(ir) = Luft;
G(as) = anderes Gas,
W(ater) = Wasser
 - Vierter Buchstabe: Art des Umlaufs äußeres Kühlmittel:
N = natürliche Konvektion,
F(orcéd Flow) = erzwungener Umlauf (Ventilatoren, Pumpen)

- Art der Erdverbindung:
 - PE = Protection Earth
 - TN (Terre Neutre) –System = Trafo-Sternpunkt geerdet, Schutzleiter bis zu Endgeräten mitgeführt
 - TT (Terre-Terre) = Trafo-Sternpunkt geerdet, separate Schutzerdung am Endgerät aufgebaut
 - TN-C (Terre Neutre Combiné) = PEN-Leiter (gleichzeitig Schutzerde und Neutralleiter)
 - TN-S (Terre Neutre Separeé) = separate Mitführung von Schutzerde und Neutralleiter
 - TN-CS (Terre Neutre Combiné Separeé) = Mischform (Übergang von TN-C auf TN-S ab einer bestimmten Ebene des Verteilnetzes)

- THD = Total Harmonic Distortion (Gesamte harmonische Verzerrung) (in etwa: Klirrfaktor)